



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO

FACULTAD DE MECÁNICA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

**“ELABORACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA
REPARACIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO
DE CRUDO, DE TECHO CÓNICO, DE 20.000 BARRILES,
SEGÚN LA NORMA API 653, PARA LA EMPRESA
SOLMAQUITRANS S.A.”**

SISA AMAGUAYA BYRON PAÚL

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO MECÁNICO

RIOBAMBA – ECUADOR

2015

ESPOCH

Facultad de Mecánica

CERTIFICADO DE APROBACIÓN DE TESIS

2013-12-04

Yo recomiendo que la Tesis preparada por:

SISA AMAGUAYA BYRON PAÚL

Titulada:

**“ELABORACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA REPARACIÓN DE
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO, DE TECHO CÓNICO, DE
20.000 BARRILES, SEGÚN LA NORMA API 653, PARA LA EMPRESA
SOLMAQUITRANS S.A.”**

Sea aceptada como parcial complementación de los requerimientos para el Título de:

INGENIERO MECÁNICO

Ing. Marco Santillán Gallegos
DECANO DE LA FAC. DE MECÁNICA

Nosotros coincidimos con esta recomendación:

Ing. Edwin Pozo Safla
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Luis Tierra Tingo
ASESOR DE TESIS

ESPOCH

Facultad de Mecánica

CERTIFICADO DE EXAMINACIÓN DE TESIS

NOMBRE DEL ESTUDIANTE: BYRON PAÚL SISA AMAGUAYA

TÍTULO DE LA TESIS: “ELABORACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA REPARACIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO, DE TECHO CÓNICO, DE 20.000 BARRILES, SEGÚN LA NORMA API 653, PARA LA EMPRESA SOLMAQUITRANS S.A.”

Fecha de Examinación: 2015-06-18

RESULTADO DE LA EXAMINACIÓN:

COMITÉ DE EXAMINACIÓN	APRUEBA	NO APRUEBA	FIRMA
Dr. Julio Pérez G. PRESIDENTE TRIB. DEFENSA			
Ing. Edwin Pozo S. DIRECTOR DE TESIS			
Ing. Luis Tierra T. ASESOR			

* Más que un voto de no aprobación es razón suficiente para la falla total.

RECOMENDACIONES: _____

El Presidente del Tribunal certifica que las condiciones de la defensa se han cumplido.

Dr. Julio Pérez G.
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

DERECHOS DE AUTORÍA

El trabajo de grado que presento, es original y basado en el proceso de investigación y/o adaptación tecnológica establecido en la Facultad de Mecánica de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo. En tal virtud, los fundamentos teóricos - científicos y los resultados son de exclusiva responsabilidad del autor. El patrimonio intelectual le pertenece a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.

Byron Paúl Sisa Amaguaya

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedico principalmente a Dios y a Virgen María por darme todo en la vida, principalmente una familia maravillosa y por permitirme cumplir con este sueño de ser profesional; a mis padres que en todo momento me brindaron su amor, confianza y apoyo para seguir adelante a pesar de mis errores y limitaciones, a mis hermanos y hermanas que siempre cuidaron de mí y compartieron a cada momento su experiencia, demostrando paciencia durante toda mi etapa estudiantil, a todos mis profesores por su abnegada labor diaria en busca de nuestra superación profesional, a mis compañeros y amigos con quienes día a día vivimos y continuamos caminando por todo este mudo del conocimiento, compartiendo experiencias buenas y malas que nos acercan poco a poco al éxito como personas y como profesionales.

Byron Paúl Sisa Amaguaya

AGRADECIMIENTO

El más sincero agradecimiento a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, en especial a la Escuela de Ingeniería Mecánica, por brindarme la oportunidad de adquirir conocimientos en sus aulas y obtener una profesión para poder integrarme al desarrollo de la industria nacional y de la sociedad.

A los docentes por todos sus conocimientos y experiencias impartidas las cuales me ayudaron a desarrollar mi tesis de grado. De la misma manera a toda mi familia quienes siempre se mantuvieron junto a mí en toda la etapa estudiantil y me apoyaron para la culminación de este proyecto.

Y como no, a todos mis amigos, compañeros y demás personas que me apoyaron de una u otra manera para culminar con éxito este ciclo de mi vida.

Byron Paúl Sisa Amaguaya

CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Justificación	1
1.3 Objetivos	3
1.3.1 <i>Objetivo general.</i>	3
1.3.2 <i>Objetivos específicos.</i>	3
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1 Crudo.	4
2.1.1 <i>Definición.</i>	4
2.1.2 <i>Composición general.</i>	4
2.1.3 <i>Tipos de crudo que se extrae en Ecuador.</i>	5
2.2 Almacenamiento.	5
2.2.1 <i>Importancia.</i>	5
2.2.2 <i>Sistemas de almacenamiento.</i>	6
2.3 Tanques de almacenamiento.	7
2.3.1 <i>Definición.</i>	7
2.3.2 <i>Características principales.</i>	7
2.3.3 <i>Clasificación.</i>	8
2.3.3.1 <i>Tanques esféricos.</i>	9
2.3.3.2 <i>Tanques cilíndricos.</i>	10
2.4 Tanque atmosférico de techo cónico.	12
2.4.1 <i>Definición.</i>	12
2.4.2 <i>Partes.</i>	13
2.4.2.1 <i>Fondo.</i>	14
2.4.2.2 <i>Techo.</i>	14
2.4.2.3 <i>Cuerpo.</i>	15
2.4.2.4 <i>Fundación.</i>	15
2.4.2.5 <i>Válvula de venteo.</i>	16
2.4.2.6 <i>Orificio de techo.</i>	16
2.4.2.7 <i>Conexiones de entrada y salida del producto.</i>	17
2.4.2.8 <i>Manhole del cuerpo.</i>	17
2.4.2.9 <i>Puerta de limpieza.</i>	18

2.4.2.10	<i>Drenaje y sumidero.....</i>	18
2.4.2.11	<i>Escaleras.....</i>	19
2.5	<i>Materiales</i>	19
2.6	<i>Causas de daños en tanques de almacenamiento de techo cónico.</i>	22
2.6.1	<i>Daños en tanques de techo cónico..</i>	22
2.7	<i>Corrosión en tanques de almacenamiento de techo cónico.....</i>	25
2.7.1	<i>Corrosión.....</i>	25
2.7.1.1	<i>Tipos de corrosión en tanques de almacenamiento de techo cónico.....</i>	25
2.8	<i>Daños en las partes constitutivas del tanque debido a la corrosión.</i>	30
2.8.1	<i>Corrosión en el interior.....</i>	30
2.8.2	<i>Corrosión externa.....</i>	32
2.8.3	<i>Daños concurrentes debido a la corrosión.....</i>	32
2.9	<i>Métodos de control de la corrosión en tanques de almacenamiento.</i>	35
2.9.1	<i>Protección catódica.....</i>	35
2.9.2	<i>Inhibidores de corrosión.....</i>	37
2.9.3	<i>Recubrimientos..</i>	38
2.10	<i>Normas aplicables.</i>	39
2.11	<i>Proceso de soldadura utilizado en la reparación de tanques.....</i>	40
2.11.1	<i>Proceso de soldadura manual por arco con electrodo revestido (SMAW)..</i>	40
2.11.2	<i>Tipos de juntas de soldadura.....</i>	41
2.11.2.1	<i>Juntas traslapadas y juntas a tope del fondo.....</i>	41
2.11.2.2	<i>Junta fondo-cuerpo.....</i>	42
2.11.2.3	<i>Junta vertical del cuerpo.....</i>	42
2.11.2.4	<i>Junta horizontal del cuerpo.....</i>	43
2.11.2.5	<i>Juntas del techo.....</i>	43
2.11.3	<i>Calificación de la soldadura..</i>	44

3.	INSPECCIÓN Y EVALUACIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO.....	45
3.1	<i>Inspección.....</i>	45
3.1.1	<i>Generalidades.....</i>	45
3.1.2	<i>Principales razones de inspección..</i>	46
3.1.3	<i>Inspección externa del tanque.....</i>	46
3.1.3.1	<i>Inspección de rutina.....</i>	47
3.1.3.2	<i>Inspección general programada.....</i>	48
3.1.4	<i>Inspección interna del tanque.....</i>	49

3.1.4.1	<i>Inspección basada en riesgos.....</i>	52
3.1.5	<i>Ensayos no destructivos usados en los procedimientos de inspección.....</i>	52
3.1.5.1	<i>Ensayo visual.....</i>	53
3.1.5.2	<i>Ensayo por ultrasonido.. ..</i>	54
3.1.5.3	<i>Medición de espesores con ultrasonido.. ..</i>	55
3.1.5.4	<i>Ensayo por radiografía.....</i>	56
3.1.5.5	<i>Ensayo por líquidos penetrantes.....</i>	58
3.1.5.6	<i>Ensayo por partículas magnéticas.....</i>	59
3.2	<i>Evaluación del tanque de almacenamiento.</i>	61
3.2.1	<i>Generalidades.....</i>	61
3.2.2	<i>Evaluación del techo.....</i>	63
3.2.3	<i>Evaluación del cuerpo.....</i>	64
3.2.3.1	<i>Cálculo del espesor mínimo para cuerpos de tanques soldados.. ..</i>	65
3.2.3.2	<i>Determinación del espesor actual.</i>	66
3.2.4	<i>Evaluación del fondo.....</i>	68
3.2.4.1	<i>Causas principales de fallas.....</i>	68
3.2.4.2	<i>Detección de fugas.....</i>	69
3.2.4.3	<i>Medición del espesor de las láminas.....</i>	69
3.2.4.4	<i>Espesor mínimo para las planchas del fondo.</i>	70
3.3	<i>Registro final.....</i>	71
3.3.1	<i>Generalidades.....</i>	71
3.3.2	<i>Redacción del registro.</i>	72
4.	PROCEDIMIENTOS DE REPARACIÓN.....	73
4.1	<i>Datos de diseño y operación de un tanque de almacenamiento de techo cónico de 20000 barriles.</i>	73
4.2	<i>Procedimiento de reparación de tanques atmosféricos, de techo cónico.....</i>	74
4.2.1	<i>Codificación.....</i>	74
4.2.2	<i>Objetivo.....</i>	75
4.2.3	<i>Alcance.....</i>	75
4.2.4	<i>Responsabilidades.....</i>	75
4.2.5	<i>Referencias normativas.....</i>	75
4.2.6	<i>Definiciones y abreviaturas.....</i>	76
4.2.7	<i>Procedimiento.....</i>	77
4.2.7.1	<i>General.....</i>	77
4.2.7.2	<i>Reparación de juntas de soldadura defectuosas.....</i>	77

4.2.7.3	<i>Reparaciones en el cuerpo.....</i>	79
4.2.7.4	<i>Reparaciones en el fondo.....</i>	82
4.2.7.5	<i>Reparaciones en el techo cónico.....</i>	85
4.3	Formato de presentación del procedimiento para la empresa.....	87
4.4	Codificación del documento.....	88
4.4.1	<i>Registros.....</i>	90
5.	REVESTIMIENTO EN TANQUES ATMOSFÉRICOS DE TECHO CÓNICO..	91
5.1	Tipos de revestimientos que se usan en la industria.....	91
5.2	Limpieza y preparación de las superficies.....	91
5.3	Aplicación del revestimiento.....	94
6.	ENSAYOS Y PRUEBAS EN LA REPARACIÓN DE TANQUES	99
6.1	Ensayos no destructivos en juntas soldadas de reparación.....	99
6.1.1	<i>Ensayo visual.....</i>	99
6.1.2	<i>Ensayo por líquidos penetrantes.....</i>	100
6.1.3	<i>Ensayo por radiografía.....</i>	100
6.1.4	<i>Ensayo por ultrasonido.....</i>	100
6.1.5	<i>Algunos criterios para inspección con END de las reparaciones.....</i>	100
6.2	Prueba de vacío.....	101
6.3	Prueba hidrostática.....	103
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	104
7.1	Conclusiones.....	104
7.2	Recomendaciones.....	105

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

LISTA DE TABLAS

	Pág.
1 Propiedades mecánicas del acero A-36.	20
2 Propiedades mecánicas del acero A-283 Grado C.	20
3 Propiedades mecánicas del acero A-285 Grado C.	21
4 Propiedades mecánicas del acero A-53	21
5 Propiedades mecánicas del acero A-106.	21
6 Tipos de corrosión localizada.	26
7 Espesor mínimo del fondo del tanque.	50
8 Seguridades utilizadas en un tanque.	51
9 Espesor mínimo del fondo.	71

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
1 Crudo	4
2 Sistema de tanques enterrados.	6
3 Tanque de almacenamiento superficial.	7
4 Tanque y cubeto de contención.	8
5 Clasificación de tanques según su forma	9
6 Tanque esférico	10
7 Tanque cilíndrico horizontal.	10
8 Tanque de techo fijo	11
9 Tanque de techo flotante.....	12
10 Tanque de almacenamiento de techo cónico.	12
11 Partes de un tanque de techo cónico.....	13
12 Fondo del tanque.....	14
13 Techo del tanque.....	14
14 Cuerpo del tanque.	15
15 Fundación del tanque.....	15
16 Válvula de venteo.	16
17 Orificio de techo.....	16
18 Conexiones de entrada y salida del producto.....	17
19 Manhole del cuerpo.....	17
20 Puerta de limpieza.....	18
21 Sumidero.....	18
22 Escaleras.	19
23 Fallas en la estructura de soporte del techo.	23
24 Terreno desnivelado.....	23
25 Fondo de tanque desnivelado.....	24
26 Tanque corroído.	24
27 Corrosión uniforme en el techo.	25
28 Corrosión localizada en el exterior del cuerpo.....	26
29 Corrosión galvánica en planchas del fondo.	27
30 Corrosión por picaduras.	28
31 Corrosión por agrietamiento.....	28
32 Corrosión por erosión.	29
33 Corrosión por esfuerzo.....	29
34 Corrosión interna del fondo.....	30

35	Corrosión interna del cuerpo.	31
36	Corrosión interna del techo.	31
37	Corrosión externa del tanque.	32
38	Defectos en cordones de soldadura.	33
39	Disminución de espesor en el fondo.	33
40	Disminución de espesor en la pared.	34
41	Perforaciones pasantes.	35
42	Sistema de protección por ánodos de sacrificio.	36
43	Sistema de protección por corriente impresa.	37
44	Tanque con recubrimiento.	38
45	Proceso SMAW usado en el fondo del tanque.	40
46	Juntas traslapadas del fondo.	41
47	Junta fondo-cuerpo.	42
48	Juntas verticales del cuerpo.	42
49	Juntas horizontales del cuerpo.	43
50	Juntas del techo.	44
51	Inspección externa.	47
52	Inspección programada.	48
53	Inspección interna.	49
54	Inspección visual.	53
55	Ensayo por ultrasonido.	54
56	Medición de espesores con ultrasonido.	56
57	Ensayo por radiografía.	57
58	Aplicación de líquidos penetrantes.	59
59	Ensayo por partículas magnéticas.	60
60	Evaluación del estado del techo.	64
61	Evaluación del estado del cuerpo.	65
62	Área con corrosión.	67
63	Zona con picaduras esparcidas.	68
64	Fuga por el fondo del tanque.	69
65	Medición de espesor en el fondo.	70
66	Soldaduras defectuosas.	77
67	Presencia de grietas en un cordón de soldadura.	79
68	Parche en el cuerpo del tanque.	79
69	Reemplazo de planchas del cuerpo.	81
70	Reparaciones en el fondo.	83
71	Reparación de zonas con espesores reducidos.	84

72	Reparación en la zona crítica.....	84
73	Retiro de planchas en mal estado.....	85
74	Cambio de planchas de techo.....	86
75	Encabezado del documento.....	87
76	Pie del documento.....	87
77	Ejemplo de encabezado.....	88
78	Ejemplo del formato de procedimiento.....	89
79	Limpieza interior del tanque.....	92
80	Aplicación de pintura en el techo.....	94
81	Primera capa de pintura exterior.....	95
82	Liberación de la pintura interior.....	96
83	Aplicación de la capa final en el exterior.....	97
84	Tanque con pintura completa.....	98
85	Prueba de vacío.....	102
86	Verificación de la junta fondo-cuerpo.....	102

SIMBOLOGÍA

<i>psi</i>	Libras por pulgada cuadrada
<i>MPa</i>	Mega pascales
<i>mín</i>	Mínimo
<i>t</i>	Espesor de plancha de acero
<i>N</i>	Tasa de corrosión
<i>H</i>	Altura
<i>D</i>	Diámetro
<i>G</i>	Gravedad específica
<i>E</i>	Eficiencia de junta de soldadura
<i>t₂</i>	Espesor mínimo de plancha
<i>L</i>	Longitud crítica

LISTA DE ABREVIACIONES

EP	Empresa Pública
API	Instituto Americano del Petróleo
OCP	Oleoducto de Crudos Pesados
SOTE	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano
GLP	Gas Licuado de Petróleo
ASTM	Sociedad Americana de Pruebas de Materiales
SMAW	Soldadura de Arco eléctrico Revestido
WPS	Especificación del Procedimiento de Soldadura
WPQ	Procedimiento de Calificación del Soldador
PQR	Registro de Calificación del Procedimiento de soldadura
AWS	Sociedad Americana de Soldadura
MLF	Ensayo por Flujo Magnético
UT	Ensayo por Ultrasonido
CA	Corrosión Admisible
SSA	Salud, Seguridad y Ambiente
NTE	Norma Técnica Ecuatoriana
INEN	Instituto Ecuatoriano de Normalización
ISO	Organización Internacional de Estandarización
SSPC	Consejo de Pintura para Estructuras de Acero
NACE	Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión
END	Ensayos no Destructivos

LISTA DE ANEXOS

- A** Esfuerzos permisibles de algunos aceros.
- B** Lista de verificación para la inspección externa de rutina de un tanque de almacenamiento de techo cónico en servicio.
- C** Lista de verificación para la inspección externa programada de un tanque de almacenamiento de techo cónico en servicio.
- D** Lista de verificación para la inspección de un tanque de almacenamiento de techo cónico fuera de servicio.
- E** Espaciamiento para reparaciones en el cuerpo del tanque de techo cónico.
- F** Espaciamiento para reparaciones en el fondo del tanque de techo cónico.

RESUMEN

Dentro de la industria petrolera ecuatoriana, el almacenamiento de crudo constituye una etapa vital en la distribución del producto hacia terminales de exportación y refinerías nacionales, por ende mantener la integridad mecánica de los tanques de almacenamiento es una tarea que se debe desarrollar con la implementación de normativas vigentes y procedimientos pertinentes.

El proyecto de grado está orientado a que se realice de manera ordenada las actividades de reparación mecánica de tanques de almacenamiento de crudo, de techo cónico por parte del personal técnico de la empresa SOLMAQUITRANS S.A. para garantizar la calidad del servicio y la optimización de recursos.

En la elaboración de los procedimientos para la reparación de tanques de techo cónico según la norma API 653 se consideran etapas como la inspección, evaluación, para la ejecución de trabajos mecánicos.

En la etapa de evaluación se encuentra zonas afectadas por la corrosión, que es la principal causa de deterioro en los materiales que constituyen los tanques, además se encuentran defectos en las juntas de soldadura que conforman el tanque, que deben ser reparadas o reemplazadas según sea el caso, siguiendo los procedimientos que han sido elaborados en base a lineamientos establecidos en la norma API 653 que incluyen actividades para la limpieza de superficies reemplazadas o reparadas con la aplicación de revestimientos en el tanque de almacenamiento.

Con la implantación de los procedimientos elaborados la empresa SOLMAQUITRANS S.A. mejora su sistema de gestión de la calidad y aumenta la confiabilidad en el servicio de reparación de tanques de almacenamiento.

ABSTRACT

In Ecuador's oil industry, the oil storage is a vital stage in product distribution to certain export terminals and domestic refineries, thus maintaining mechanical integrity of storage tanks is a task that must be developed with implementation of regulations and procedures.

The graduation project is aimed to be carried out in an orderly manner the activities of mechanical recovery of oil storage tanks, conical roof by the technical staff of the company SOLMAQUITRANS SA to ensure quality of service and value for money.

In developing procedures for repairing cone roof tanks according to API 653 standard they are considered stages as inspection, evaluation, implementation of mechanical work.

In the evaluation stage is corrosion-affected areas, which is the main cause of deterioration in the materials from which the tanks are also defects in welding joints that make up the tank, which must be repair or replaced as if, following the procedures that have been developed based on guidelines established by the API 653 standard including activities for cleaning replaced or repaired by coatings in the storage tank surfaces.

With the implementation of company procedures developed the SOLMAQUITRANS SA company, improves management system increases the quality and reliability in the repair service storage tanks.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

La industria petrolera del Ecuador se ha desarrollado notablemente y desde hace varios años ha sido y sigue siendo la base de la economía de nuestro país. Esta industria involucra varios campos, entre los cuales está el almacenamiento del producto explotado, debido a esto actualmente existen varias empresas que prestan servicios de construcción y reparación de tanques soldados para almacenamiento de crudo.

En el país, a pesar de que se construyen y se reparan tanques de almacenamiento, bajo procedimientos establecidos por las empresas, algunas veces apegados a normas técnicas, estos no están bien definidos, sino que cada una de ellas tiene su propia forma de trabajo que se basa en su experiencia, con pocas referencias técnicas y que muchas veces no están interpretadas o desarrolladas correctamente.

Es importante notar que la industria a nivel mundial, hoy en día exige alta calidad, seguridad y cuidado ambiental en todo tipo de trabajo, por lo que las empresas deben mejorar sus sistemas de gestión de las mismas, debido a lo cual nace la necesidad de realizar el presente proyecto; más aún cuando dentro del marco de las relaciones entre la universidad y la empresa es de vital importancia establecer una cooperación constante y en el perfil del Ingeniero Mecánico consta la capacidad de aportar en la solución de problemas de la industria nacional, optimizando así el uso eficiente de sus recursos.

1.2 Justificación

Técnica

El almacenamiento del crudo en tanques de gran capacidad, se convierte en un pulmón entre la producción y el transporte, para así absorber las variaciones de comercialización del mismo.

Debido a eso, durante su operación sus componentes se ven afectados principalmente por la corrosión que a su vez origina discontinuidades, que los deteriora significativamente y da lugar a que existan riesgos de afectaciones al ambiente, pérdida en la producción, accidentes y daños materiales.

La necesidad de un procedimiento de reparación ante la presencia de fisuras, picaduras dispersas, áreas corroídas o cualquier tipo de falla en los tanques de almacenamiento, hace inevitable que el procedimiento contenido en el documento a realizarse, esté apegado a las normas, códigos de calidad y seguridad vigentes, que permitan desarrollar un trabajo eficiente.

Económica

Con la adopción y adecuación de nuevas tecnologías tanto de exploración como de explotación por parte de las operadoras presentes en los campos ecuatorianos, año a año se ha elevado la producción de crudo.

De acuerdo con el informe de rendición de cuentas correspondiente al año 2014 por parte de la empresa estatal Petroamazonas EP, la de mayor producción en el país, se extrajo un promedio de 361079 barriles diarios de petróleo, esto significa un aumento de 34483 barriles diarios en comparación al promedio del año 2013. Aproximadamente la producción creció en un 10%, totalizando 131,80 millones de barriles producidos durante el año pasado. (PETROAMAZONAS EP, 2015)

Además se conoce que Petroamazonas EP, tiene una reserva probada de 64,83 millones de barriles, de la misma manera se han firmado varios contratos para la optimización y recuperación de pozos maduros, con empresas líderes en el campo petrolero a nivel mundial, lo que indica que la producción seguirá en alza para el futuro.

La fuente más importante de la economía del Ecuador es la exportación de crudo y derivados, que en los últimos 10 años ha oscilado entre un 43 y 66% del total de exportaciones del país y entre un 43 y 59% del presupuesto general del Estado. (PETROAMAZONAS EP, 2014)

Aunque la presente crisis por la baja de precio del barril de petróleo a nivel mundial ha afectado considerablemente a esta industria, se observa que la producción siempre tiende a aumentar, y por ende el almacenamiento seguirá constituyendo una etapa de

vital importancia en esta industria. Y el mantener la integridad mecánica de los tanques será un trabajo muy rentable para las empresas que ofrecen estos servicios.

1.3 Objetivos

1.3.1 *Objetivo general.*

Elaborar un procedimiento de reparación de tanques de techo cónico, de 20000 barriles de capacidad para almacenamiento de crudo, que cumpla con las disposiciones establecidas en la norma API 653, y sea aplicable de manera eficiente en la industria petrolera del Ecuador.

1.3.2 *Objetivos específicos:*

Evaluar parámetros y condiciones a las que están expuestos los tanques de almacenamiento durante su tiempo de operación.

Proporcionar un procedimiento basado en normativas vigentes, que guíe al personal técnico de la empresa SOLMAQUITRANS S.A., para el mejoramiento de calidad en trabajos de reparación de tanques.

Planificar las acciones a ejecutarse durante la reparación mecánica de zonas afectadas por corrosión, fisuras, defectos en cordones de soldadura, y cambio de planchas en tanques de almacenamiento de crudo.

Conocer y aplicar en el procedimiento requerimientos básicos que demanda la norma en API 653, para la reparación confiable de tanques de almacenamiento de crudo.

Aprovechar de la experiencia de personal que ha trabajado en este campo, así como el uso de material de consulta para la elaboración del procedimiento.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Crudo.

2.1.1 Definición. El crudo también conocido como petróleo, no es más que el resultado de la degradación de una gran cantidad de materia orgánica, como residuos sólidos y vegetales que durante extensos períodos de tiempo y bajo la acción de elevadas temperaturas y presiones, los convirtieron en sustancias hidrocarburíferas. (TORRES, y otros, 2009)

Etimológicamente, la palabra petróleo viene del latín, *petro* (roca) y *oleum* (aceite): *aceite de roca*. Es una mezcla natural y muy compleja de compuestos hidrocarburíferos que generalmente se encuentran en rocas porosas a grandes profundidades de la tierra.

2.1.2 Composición general. Debido a que el crudo es una mezcla de sustancias orgánicas llamadas hidrocarburos su composición está condicionado por la presencia, especialmente de carbono (C), hidrógeno (H), oxígeno (O), nitrógeno (N), azufre (S) y otros metales (V, Ni, Cr). Es así que la composición promedio del crudo ecuatoriano contiene 85% de C, 12% de H, 3% de O, N, S y otros elementos metálicos. Pero estos valores tienden a ser variables dependiendo en la región donde se haya formado, a causa de la presencia de distintas fracciones de hidrocarburos y la variación de la concentración de sus elementos. (PETROECUADOR EP, 2013)

Figura 1. Crudo



Fuente: (MERCADOENERGÍA, 2012)

2.1.3 Tipos de crudo que se extrae en Ecuador. En nuestro país se viene extrayendo crudo desde el año de 1911 en la Región Litoral (Costa Sur), donde actualmente está situada la provincia de Santa Elena y desde 1967 en la Región Amazónica.

A lo largo de todos estos años de producción, la calidad del mismo ha venido sufriendo variaciones, prácticamente ha decaído. Inicialmente las empresas extranjeras que tuvieron concesiones por varios años en los campos ecuatorianos explotaron los de mejor calidad, es así que el crudo extraído en los campos de Santa Elena estaba entre los 30 a 40 ° API, mientras que el crudo de la región Amazónica se encontraba entre los 29 a 31° API, denominados en el mercado como crudo liviano y de muy buena calidad, debido a su facilidad de refinación y obtención de derivados.

En la actualidad en la Península de Santa Elena se explota un crudo en promedio de 33.2 ° API pero en cantidades muy bajas, mientras que en la Amazonía existen pozos de los cuales se extrae crudo pesado que va de los 18 a 20° API conocido como crudo Napo, que se transporta por el Oleoducto de Crudo Pesado (OCP) y crudo mediano que va de 24 a 28° API y se transporta por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE). (PETROECUADOR EP, 2013)

2.2 Almacenamiento.

2.2.1 Importancia. El descubrimiento de los yacimientos petroleros en el Oriente Ecuatoriano que se dio hace más de cuarenta años, originó una extensa cadena de actividades productivas y por ende, de desarrollo en el Ecuador.

Una de las cuales fue la construcción de estaciones de acopio y facilidades de producción para el crudo explotado. (PETROAMAZONAS EP, 2014)

El almacenamiento del crudo obtenido de los campos ecuatorianos tiene una importancia decisiva en el desarrollo económico de la industria petrolera, es una etapa clave junto con la de transporte para mantener la funcionabilidad eficiente de todo el sistema de abastecimiento de crudo hacia los terminales para su exportación y hacia las refinerías para el proceso de obtención de derivados, dicha importancia es también considerada para la conservación y provisión constante de derivados que se consumen en todo el territorio de nuestro país. Ésta se aprecia de manera especial en las estaciones de almacenamiento ubicadas en el Oriente y la Región Litoral.

Con un sistema de almacenamiento, mantenido en forma correcta se logra disminuir en gran proporción las pérdidas y contaminación del ambiente, ya que debido a las características químicas propias del crudo, éstas son muy difíciles de eliminar.

Además el almacenamiento se considera importante, también por las siguientes razones:

- Efectúa la función de un pulmón, entre la etapa de producción y la de transporte, para así absorber las variaciones de consumo a las que están expuestas.
- Permite la sedimentación de agua y barros del crudo explotado, antes de despacharlo hacia su destino por un oleoducto.

2.2.2 Sistemas de almacenamiento. Existen algunas formas para el almacenamiento del crudo, estas dependerán principalmente de las características del mismo, de las condiciones de producción y la localización donde se desea mantenerlo.

Es así que los sistemas más comunes son:

- Instalaciones Subterráneas.- El sistema de almacenamiento subterráneo consiste en la construcción e instalación de tanques en el interior de la tierra, mismos que estarán cubiertos con material sólido y por ende tendrán que soportar presiones de empuje debido al material que lo rodea. (SERRATOS M, 2009)

Figura 2. Sistema de tanques enterrados.



Fuente: (ALMACENAMIENTO, 2007)

- Instalaciones Superficiales.- Consiste en la construcción de tanques de acero, pudiendo ser empernados o soldados, que se instalarán en la superficie de las estaciones. Los tanques superficiales son aquellos que tienen su cuerpo y techo en contacto directo con la atmósfera, éstos recibirán el crudo que se explota, para tratarlo y luego de ese proceso sea bombeado por oleoductos hacia los respectivos destinos. (SERRATOS M, 2009)

Figura 3. Tanque de almacenamiento superficial.



Fuente: Autor.

2.3 Tanques de almacenamiento.

2.3.1 Definición. Los tanques para almacenamiento de crudo son estructuras de acero, tienen forma cilíndrica y son diseñados para contener y preservar dicho fluido, según las condiciones presentes en el lugar de operación y los requerimientos del proceso. (WIKIPEDIA, 2010)

2.3.2 Características principales. Tienen sus bases de diseño conforme a la idea de almacenar y mantener grandes cantidades de petróleo disponibles en todo momento para el proceso que se requiera darle al mismo.

Se los puede construir en taller y movilizarlos, o montarlos directamente en su ubicación de trabajo, esto va depender de la capacidad de almacenaje que se requiera tener en el sitio.

Para su construcción se emplean planchas de acero al carbono de determinadas características, de varios espesores según la posición del anillo que van a conformar en la estructura del tanque. Estas planchas estarán unidas mediante un proceso de soldadura, que debe cumplir con especificaciones de normas de construcción que garantizan la integridad y posterior operación del tanque del almacenamiento.

Para evitar en lo posible daños ambientales y daños materiales que pudieran surgir debido a fisuras o perforaciones del cuerpo o fondo del tanque, o a un rebose del producto que se almacena en el tanque, se construye un dique de contención generalmente de concreto alrededor de cada uno de ellos, conocido también como cubeto, mismo que deberá tener un 10% más de la capacidad total de almacenamiento del tanque, y debe ser aislado de las capas del suelo con la instalación de una geomembrana, asegurando así una contaminación nula por absorción del producto contenido. (CABEZAS, y otros, 2011)

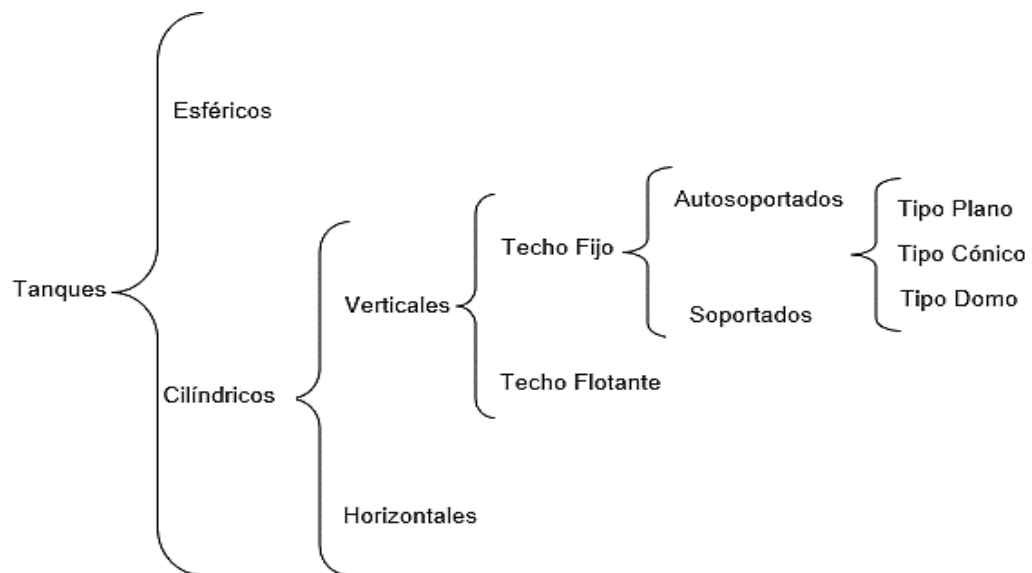
Figura 4. Tanque y cubeto de contención.



Fuente: Autor

2.3.3 Clasificación. Los tanques superficiales de almacenamiento, pueden ser clasificados en base a su forma, es así que existen principalmente tanques esféricos y tanques cilíndricos cada tipo de tanque se usará según el producto a almacenar y el volumen del mismo, a continuación se detalla en la figura 5.

Figura 5. Clasificación de tanques según su forma



Fuente: Autor

2.3.3.1 Tanques esféricos. Este tipo de tanques se usan en su mayoría para el almacenamiento de grandes volúmenes de hidrocarburos, como el gas licuado de petróleo (GLP), donde la presión que deberán soportar está por encima de los 15 Psi. Es conocido que la forma esférica es la forma “natural” que toman los cuerpos al estar sujetos a presiones internas, de tal modo que vienen a ser los más adecuados para soportar una alta presión de trabajo.

Se instalan en la superficie mediante estructuras que son diseñadas para evitar el pandeo de las mismas y soportar sin problemas el peso de la esfera durante pruebas y en el desarrollo de su trabajo. Su montaje se realiza con mucha precaución para evitar cualquier tipo de daños o fisuras tanto internas como externas en el cuerpo y en los cordones de soldadura. (DE LA CADENA, 2012)

Están provistos de accesorios que facilitan el monitoreo de su funcionamiento y ayudan en tareas de mantenimiento, cuando estas sean requeridas, tales como estructuras de seguridad, válvulas de seguridad, medidores de nivel, medidores de temperatura, etc.

En cuanto a costos, la construcción de tanques de este tipo tiene una gran diferencia comparado con los cilíndricos, ya que por motivos de operaciones para conseguir su forma, éstos resultan más costosos.

Figura 6. Tanque esférico



Fuente: (LA PRIMERA, 2013)

2.3.3.2 Tanques cilíndricos. En la industria existen dos tipos de tanques cilíndricos, que se usan dependiendo principalmente del volumen de fluido que se requiere almacenar, esos son cilíndricos horizontales y cilíndricos verticales.

- Cilíndricos horizontales. Se emplean para almacenar volúmenes relativamente pequeños del fluido, ya que por la forma de su instalación y operación, surgen inconvenientes por fallas debido principalmente a flexión y en algunos casos debido a corte. (NÚÑEZ, y otros, 2010)

Figura 7. Tanque cilíndrico horizontal.



Fuente: Autor

- Cilíndricos verticales. Generalmente se instalan sobre una base de hormigón, su principal característica es permitir el almacenaje del producto en grandes cantidades.

Pueden ser de techo fijo, mismos que se usan para almacenaje de productos no volátiles o de bajo contenido de ligeros no inflamables, como pueden ser; crudo, asfalto, diésel, etc.

Esto por la razón de que al disminuir la columna del producto en la etapa de descarga, da lugar a la creación de una cámara de aire que facilita la evaporación del fluido, viniendo a ser este efecto muy peligroso. (NÚÑEZ, y otros, 2010)

Figura 8. Tanque de techo fijo



Fuente: Autor

También se emplean de techo flotante, este tipo de tanque consigue disminuir la cámara de aire entre la superficie del líquido y el techo, reduce también la transferencia de calor al producto para evitar la evaporación del mismo y por ende la formación de gases que contaminan el ambiente, por lo que son ideales para almacenar líquidos con altos contenidos volátiles, tales como; alcohol, gasolina y demás combustibles. (NÚÑEZ, y otros, 2010)

Figura 9. Tanque de techo flotante.



Fuente: Autor

2.4 Tanque atmosférico de techo cónico.

2.4.1 Definición. Es un recipiente cilíndrico que se usa para contener un hidrocarburo a presión atmosférica.

Figura 10. Tanque de almacenamiento de techo cónico.



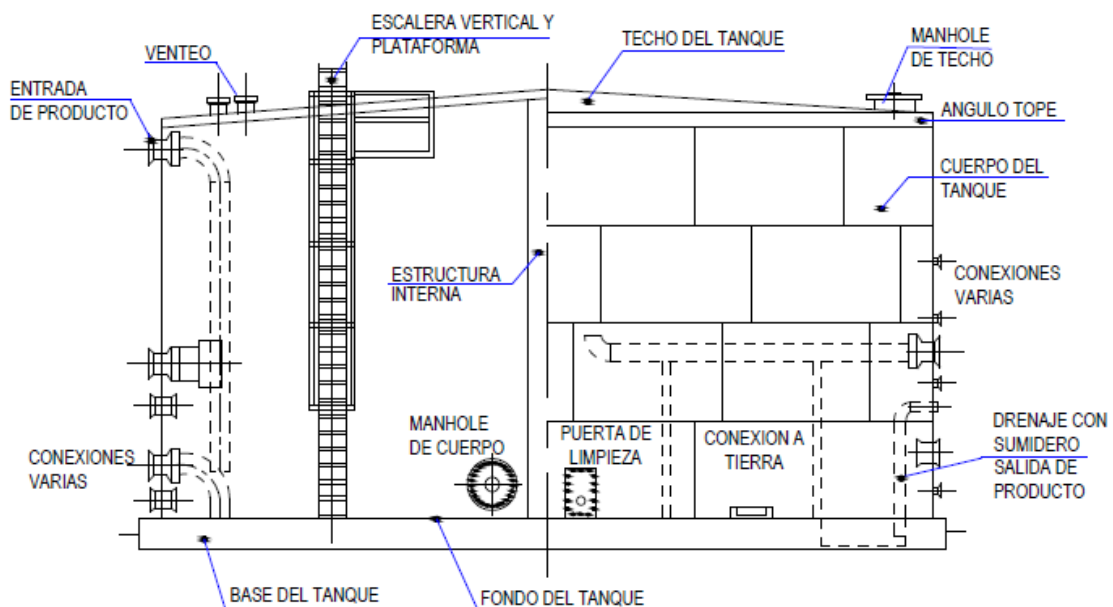
Fuente: Autor

El hidrocarburo puede ser crudo o productos derivados que poseen un punto de inflamación elevado y una baja presión de vapor, es decir, aquellos que no se evaporan fácilmente a temperatura ambiente, evitando la acumulación de gases en el interior del tanque que originarían una sobre presión. Son contruidos de chapas metálicas con uniones soldadas, compuesto de fondo plano, cuerpo, estructura metálica, techo fijo, boquillas y escalera, diseñados para operar a presión atmosférica o a presiones internas muy bajas, de hasta 2.5 psi. La superficie del techo tiene una forma de cono con una pendiente mínima del seis por ciento (6%). (JIBAJA, 2006)

El techo puede ser auto soportado por el mismo cuerpo, esto para un tanque de aproximadamente 7.3 m (24 pies) de diámetro. También el peso del techo, será soportado por una estructura interna que conste mínimo de una columna central y sus respectivas vigas, cuando su diámetro sea de 24.4 m (80 pies), mientras que cuando las dimensiones sean superiores a las antes indicadas la estructura de soporte será un sistema completo de columnas y vigas. La única desventaja de este tipo de techos es que provoca una disminución del líquido almacenado, debido a la evaporación y al venteo continuo. (CAJAS, y otros, 2007)

2.4.2 Partes. Un tanque de almacenamiento está constituido de partes y accesorios, diseñados y seleccionados según normas para su correcto desempeño.

Figura 11. Partes de un tanque de techo cónico.



Fuente: (CAJAS, y otros, 2007)

2.4.2.1 Fondo. Es la parte formada por planchas de acero traslapadas entre sí, sobre la cual va a ser apoyado el cuerpo del tanque.

El fondo debe tener una hermeticidad total tanto en las uniones soldadas de las planchas que lo conforman, así como en la junta con el fondo-cuerpo, de ésta manera se evitará fugas del producto que se va almacenar.

Figura 12. Fondo del tanque.



Fuente: Autor

2.4.2.2 Techo. Es la parte que cubre al tanque, está compuesto por planchas traslapadas entre sí. Su forma y diseño se realiza en base al volumen y producto a almacenarse, también teniendo en cuenta las cargas a las que estará sometido, como lluvia, viento o personas.

Su principal función es evitar el ingreso de todo tipo de sustancias y cuerpos que de una u otra manera pueden contaminar el producto y afectar su estructura interna. (JIMENEZ, 2012)

Figura 13. Techo del tanque.



Fuente: Autor

2.4.2.3 Cuerpo. También denominado como envolvente, consiste en las paredes cilíndricas del tanque, que están formadas por anillos unidos entre sí.

Su función es soportar la presión que la columna de fluido almacenado, ejerce sobre sus partes. Debido a las distintas presiones existentes desde el fondo hasta la superficie del tanque, en el diseño se determinarán espesores de planchas diferentes para cada anillo, siendo los anillos inferiores los de mayor espesor.

Figura 14. Cuerpo del tanque.



Fuente: Autor.

2.4.2.4 Fundación. Conocida también como cimentación, es la superficie sobre la cual se montará las planchas del fondo del tanque, generalmente es construida de hormigón. Ésta ayuda a disminuir a corrosión en la parte exterior del fondo y evita hundimientos en el terreno.

Figura 15. Fundación del tanque.



Fuente: Autor

2.4.2.5 Válvula de venteo. Son de tipo automáticas que sirven para evitar el aumento de la presión interna, permitiendo que la mezcla de aire-vapor salga en el tiempo de carga. Mientras que en la descarga evita la formación de una presión de vacío dejando que el aire ingrese.

Figura 16. Válvula de venteo.



Fuente: Autor.

2.4.2.6 Orificio de techo. Este accesorio sirve para que el operador pueda realizar la medición manual del nivel y temperatura del líquido que se almacena, también para la extracción de muestras cuando éstas sean requeridas y facilita notablemente la inspección.

Figura 17. Orificio de techo.



Fuente: Autor.

2.4.2.7 Conexiones de entrada y salida del producto. Son aberturas ubicadas en las paredes del cuerpo donde se unen mediante soldadura a unas boquillas de distinto diámetro, dependiendo su diseño y en éstas a su vez a las válvulas que permiten el llenado y vaciado del tanque.

Figura 18. Conexiones de entrada y salida del producto.



Fuente: Autor.

2.4.2.8 Manhole del cuerpo. Es la entrada para que personal humano realice actividades de limpieza, mantenimiento o reparación en el interior del tanque.

Está instalado en el primer anillo y consta de una placa de refuerzo, soldada en la parte exterior que minimiza los esfuerzos que en ella se concentrarán.

Figura 19. Manhole del cuerpo.



Fuente: Autor.

2.4.2.9 Puerta de limpieza. Está ubicada al nivel del fondo y permite labores de limpieza interna del tanque, como puede ser el retiro de lodos que se acumulan durante su operación.

Figura 20. Puerta de limpieza.



Fuente: Autor.

2.4.2.10 Drenaje y sumidero. El drenaje se constituye como un accesorio que se encuentran ubicado en cuerpo del tanque, conectado a su respectivo sumidero, mismo que está entre el fondo y la cimentación, y deberá tener una buena compactación para evitar fugas.

Conjuntamente por ellos se desfogarán los residuos de agua y otros elementos de mayor densidad producidos por el líquido almacenado.

Figura 21. Sumidero.



Fuente. Autor.

2.4.2.11 *Escaleras.* Éstas permiten el libre acceso al techo del tanque para actividades de inspección y mantenimiento. Las más utilizadas son en forma de espiral que son de fácil construcción e instalación, su correcto diseño minimiza el riesgo de accidentes. (MATEUS, y otros, 2007)

Figura 22. Escaleras.



Fuente: Autor.

2.5 Materiales

La Organización internacional ASTM, “Sociedad Americana de Pruebas de Materiales” especifica varios tipos de materiales que cumplen con los requerimientos para la construcción de tanques de almacenamiento de techo cónico y accesorios que se acoplan al mismo, dichos materiales se hacen referencia en la norma API 650, que especifica todos los parámetros para la construcción de tanques soldados para almacenamiento de petróleo.

A continuación se citan los materiales más usados en nuestro país:

A-36M/A-36. Acero estructural. Es un acero al carbono de muy buenas características estructurales, para tanques de almacenamiento se usan planchas de hasta 40 mm (1.5 pulg.) de espesor. Este material es aceptable y usado en los perfiles de los elementos estructurales del tanque.

Tabla 1. Propiedades mecánicas del acero A-36.

Propiedad	Valor
Resistencia a la tracción, MPa	400 - 552
Punto de fluencia mínimo, MPa	250
Elongación, %	18
Densidad, g/cm ³	7.85
Dureza brinell, HB	119 - 159

Fuente: (CHAGOYEN, 2011)

A-283M/A-283. Acero al carbono con medio y bajo esfuerzo a la tensión. Son planchas de menor costo y resistencia, de fácil soldado y rolado. Se emplean en el fondo, cuerpo y techo del tanque, así también se pueden usar en perfiles estructurales. Grado C, para planchas con espesores máximos de hasta 25 mm (1 pulg.).

Tabla 2. Propiedades mecánicas del acero A-283 Grado C.

Propiedad	Valor
Resistencia a la tracción, MPa	380 – 515
Punto de fluencia mínimo, MPa	205
Elongación en 5 cm, %	25

Fuente: (PHIONE, 2014)

A-285M/A-285. Acero al carbono con medio y bajo esfuerzo a la tensión. También se lo puede usar en todas las partes del tanque. Existe en: Grado C, para planchas con espesores máximos de hasta 25 mm (1 pulg.).

Tabla 3. Propiedades mecánicas del acero A-285 Grado C.

Propiedad	Valor
Resistencia a la tracción, MPa	380 – 515
Punto de fluencia mínimo, MPa	205
Elongación en 5 cm, %	27

Fuente: (PHIONE, 2014)

A-53M/A-53. Se usa para tubería en general en los Grados A y B.

Tabla 4. Propiedades mecánicas del acero A-53

Propiedad	Grado A	Grado B
Resistencia a la tracción mínimo, MPa	330	415
Punto de fluencia mínimo, MPa	205	240

Fuente: (PHIONE, 2014)

A-106M/A-106. Tubos de acero al carbono sin costura, para servicios de alta temperatura. Grados A y B.

Tabla 5. Propiedades mecánicas del acero A-106.

Propiedad	Grado A	Grado B
Resistencia a la tracción, min. MPa	330	415
Punto de fluencia, min. MPa	205	240

Fuente: (PHIONE, 2014)

A-234M/A-234. Se usa para accesorios forjados de acero al carbono servicio desde temperatura moderada y alta, como bridas. Grado WPB. Con una resistencia a la tensión mínima de 415 a 585 MPa y un punto de fluencia igual a 240 MPa.

A-105M/A-105. Forja de acero al carbono para accesorios de acoplamiento de tuberías, estos pueden ser; codos, reducciones, etc. Con una resistencia a la tensión mínima de 485 MPa y un punto de fluencia igual a 250 MPa.

A-193. Grado B7, es el material para tornillos que trabajarán a alta temperatura y alta resistencia, menores a 64 mm (2.5 pulg.), de diámetro. Con una resistencia a la tensión mínima de 860 MPa y un punto de fluencia igual a 725 MPa.

A-194. Grado 2H. Es un acero de medio carbono. Material para tuercas de alta resistencia. Con una dureza brinell de 248 a 352 HB.

Las especificaciones de los esfuerzos admisibles de acuerdo con la norma API 650, de los aceros citados anteriormente se muestran en el anexo A.

2.6 Causas de daños en tanques de almacenamiento de techo cónico.

Existen algunas causas que influyen notablemente en la aparición de daños habituales en los tanques durante su tiempo de operación.

Entre éstas podemos mencionar:

- Distintos fenómenos naturales tales como sismos, lluvias, humedad, calor, vientos, etc.,
- Un diseño inadecuado.
- El estado del terreno donde se ha construido el tanque, pudiendo no estar nivelado correctamente.
- Mala selección del material.
- Corrosión de sus diferentes partes constitutivas, entre otras.

2.6.1 Daños en tanques de techo cónico. Muchos son los ambientes y factores a los que son expuestos y que deben soportar los tanques de almacenamiento de techo cónico, en cumplimiento con sus funciones.

A continuación se detallan algunos de los daños que sufrirán por los factores citados:

- Diseño inadecuado.- Afecta a todas las partes del tanque de almacenamiento de techo cónico, los asentamientos del techo son un claro ejemplo, en su mayoría son asentamientos parciales y son causados por sobrecargas dinámicas exteriores y depresiones en el interior del tanque, mismas que afectan a la estructura de soporte y a las planchas del techo.

Figura 23. Fallas en la estructura de soporte del techo.



Fuente: Autor

- Desnivel en el terreno.- Esto originará asentamientos del fondo que pueden producirse durante la prueba hidrostática, afectando a las planchas del fondo generándoles deformaciones.

Figura 24. Terreno desnivelado.



Fuente: Autor

Cuando un fondo que no se hace completamente con su fundación de concreto, debido a que ésta ha sufrido un desvío por la irregularidad del terreno, estarán afectadas las planchas del fondo, al primer anillo y a la junta fondo-cuerpo.

Figura 25. Fondo de tanque desnivelado.



Fuente: Autor

- Corrosión en el tanque.- Es la causante de gran tipo de daños que afectan a todas las partes del tanque de almacenamiento durante su tiempo de operación.

Figura 26. Tanque corroído.



Fuente: Autor

2.7 Corrosión en tanques de almacenamiento de techo cónico.

De todas las causas de daños mencionadas anteriormente, la corrosión es sin duda alguna la que mayor afectación produce a todas las partes constitutivas del tanque de almacenamiento

2.7.1 Corrosión. Se la puede definir como el deterioro de un material producido por el ataque químico de su ambiente. Puesto que la corrosión es una reacción química, la velocidad a la cual ocurre dependerá hasta cierto punto de la temperatura y de la concentración de los reactivos y productos. Otros factores como el esfuerzo mecánico y la erosión también pueden contribuir a la corrosión.

2.7.1.1 Tipos de corrosión en tanques de almacenamiento de techo cónico. Existen diferentes formas de corrosión, es así que dependiendo del aspecto del metal corroído se puede clasificar en corrosión uniforme y corrosión localizada.

- Corrosión uniforme. Es un tipo de corrosión que ocurre de forma general sobre toda la superficie del metal en contacto con el ambiente corrosivo, se caracteriza por una reacción electroquímica y representa el más alto grado de destrucción del material.

Figura 27. Corrosión uniforme en el techo.



Fuente: Autor

- Corrosión localizada. Esta forma de corrosión es aquella donde se aprecia un deterioro superior del metal solamente en ciertas zonas, en un tanque de almacenamiento de puede originar tanto en el fondo, como en las paredes y el techo principalmente.

Figura 28. Corrosión localizada en el exterior del cuerpo.



Fuente: Autor

Subdividiéndose en varios tipos de corrosión localizada que se indican en la tabla 6 y se detallan más adelante.

Tabla 6. Tipos de corrosión localizada.

Tipos de corrosión localizada
Corrosión galvánica
Corrosión por picaduras
Corrosión por agrietamiento
Corrosión por erosión
Corrosión por esfuerzo

Fuente: Autor

- Corrosión galvánica.- Es una corrosión acelerada que se origina cuando metales diferentes se unen eléctricamente en presencia de un electrolito. Generalmente se da en la parte externa del fondo.

Es decir dichos metales tendrán potenciales electroquímicos distintos, lo cual permite que un metal se vuelva más reactivo o menos noble y por ende se corroe muy rápidamente, mientras tanto el otro material (más noble), permanecerá sin sufrir alteraciones.

Figura 29. Corrosión galvánica en planchas del fondo.



Fuente: Autor.

- Corrosión por picaduras (pitting).- Es una forma de corrosión originada como un proceso de disolución anódica, donde la pérdida del metal es aumentada por la presencia de un ánodo pequeño y un cátodo grande.

Es un tipo de corrosión muy destructiva para todo tipo de metales, ya que se producen hoyos o picaduras de pequeño diámetro que se pueden convertir en perforaciones de gran diámetro si no se reparan oportunamente.

En muchas ocasiones son difíciles de detectar, necesitan de un período de iniciación y cuando ya lo han hecho se propagan a gran velocidad, desarrollando un crecimiento en dirección de la gravedad y sobre superficies inferiores.

Figura 30. Corrosión por picaduras.



Fuente: Autor

- Corrosión por agrietamiento.- Es una forma de corrosión electroquímica localizada que se inicia en las grietas del metal y bajo superficies recubiertas donde existan soluciones estancadas.

La afectación del primer anillo del tanque es evidente en la figura siguiente.

Figura 31. Corrosión por agrietamiento.



Fuente: Autor

- Corrosión por erosión.- Es la aceleración en la velocidad de ataque corrosivo a un material, que aparece al combinar las acciones de dicho ataque químico y la abrasión mecánica o desgaste de la superficie del material con el movimiento relativo de un fluido corrosivo. Se presentan huecos redondeados y picaduras en la superficie metálica, orientados en la dirección de flujo del líquido corrosivo.

Figura 32. Corrosión por erosión.



Fuente: Autor

- Corrosión por esfuerzo.- En este proceso de corrosión se producen grietas por acción sinérgica de esfuerzos por tensión y un ambiente corrosivo a los que estarán sometidos los metales. La superficie del metal es atacada muy poco, en tanto que las grietas originadas se extienden a través de la sección del elemento. Se genera por esfuerzos residuales o aplicados. (SMITH, 2006)

Figura 33. Corrosión por esfuerzo.



Fuente: Autor

2.8 Daños en las partes constitutivas del tanque debido a la corrosión.

La corrosión más crítica se ubica en los componentes principales del tanque de almacenamiento, como son: el techo cónico y su estructura de soporte, el cuerpo cilíndrico o paredes y el fondo del tanque.

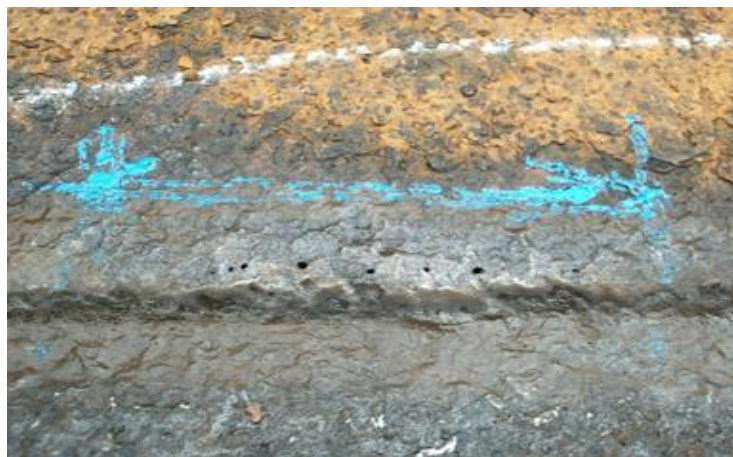
Dicha corrosión básicamente se producirá en el interior por la condensación de los gases que se desprenden del producto almacenado en combinación con el oxígeno que se introduce al tanque, mientras que en la parte exterior se originará debido al ambiente que día a día soporta el tanque, como lluvias, vientos, altas temperaturas, entre otras.

Por ende el material tiende a deteriorarse y perder sus propiedades poniendo en riesgo su funcionamiento, el medio ambiente, los recursos materiales y al personal humano.

2.8.1 Corrosión en el interior. Es originada por la agresividad corrosiva que poseen los líquidos que son almacenados es decir por la corrosividad del crudo y el movimiento de los fluidos dentro del tanque, que rozan las superficies internas.

En el caso del fondo del tanque la causa es la existencia de agua de formación, lodos y todo tipo de sedimentos que se acumulan sobre éste. En la figura que sigue se aprecia como la corrosión

Figura 34. Corrosión interna del fondo.



Fuente: Autor

En el cuerpo, ocurre en mayor proporción en los anillos inferiores por el contacto de la fase acuosa contenida en el crudo, este proceso se aplaca por el propio crudo, el cual forma una fase continua y dificulta el mojado de la pared interior del cuerpo, por el agua.

Figura 35. Corrosión interna del cuerpo.



Fuente: Autor

En lo que al techo se refiere, la corrosión se genera en el espacio entre este y la superficie del hidrocarburo y se origina por un mecanismo de condensación del agua en forma de una película delgada de la misma, en la que actúan los agentes agresivos.

Figura 36. Corrosión interna del techo.



Fuente: Autor

2.8.2 Corrosión externa. Todos sus componentes en la parte exterior estarán expuestos a sufrir corrosión.

Esta corrosión externa se presentará debido a la presencia de sólidos y todo tipo de partículas que el viento lleva hacia el tanque, y también debido a la acción de óxido de nitrógeno y dióxido de carbono, que son algunos de los gases presentes en su entorno.

La parte externa del fondo se verá afectada directamente por la acción de contacto con un tipo de suelo electrolítico, de la humedad que penetra entre su cimentación o la presencia de cuerpos extraños como piedras y otros. (JACOME, 2010)

Figura 37. Corrosión externa del tanque.



Fuente: Autor

2.8.3 Daños concurrentes debido a la corrosión.- Existen algunos daños que se producen con la acción de la corrosión pudiendo darse en las juntas de soldadura, en las superficies de las planchas, y en las estructuras y accesorios del tanque, que constantemente ocasionan riesgos graves de derrames y pérdida de producción.

A continuación se detallan las averías en las cuales se centrarán los procedimientos de reparación ya que son las más usuales en presentarse.

- Defectos en uniones soldadas de planchas.- Se crean por la corrosión que afecta a los cordones de soldadura, produciendo desgaste y con el tiempo ocasionando fugas del producto almacenado.

Figura 38. Defectos en cordones de soldadura.



Fuente: Autor

- Disminución de espesor en el fondo.- Se produce por la presencia de agua de formación y sedimentos lo que provoca corrosión por picadura localizada (pitting), que puede ser muy severa.

Figura 39. Disminución de espesor en el fondo.



Fuente: Autor

- Pérdida de espesor en el cuerpo.- Se da por la presencia de corrosión en un determinado rango de tiempo, tanto en la parte interior como exterior de las paredes del cuerpo.

En el primer anillo el agua de formación no drenada y la presencia de compuestos de azufre, provocan una severa corrosión en la parte interna, mientras que en su exterior la acumulación de tierra, agua y más elementos que llegan a cubrir la unión fondo-cuerpo, también causan corrosión grave.

En los anillos superiores la corrosión se da en mayor proporción en el interior del tanque de almacenamiento y se debe a la presencia de los gases emanados por el producto que se está almacenando y también a la condensación del agua.

Figura 40. Disminución de espesor en la pared.



Fuente: (API RP 575, 2014)

- Perforaciones pasantes.- Todas las secciones afectadas por corrosión con el tiempo se convertirán en perforaciones y así en atravesarán todo el espesor de la plancha del tanque, lo que dará lugar a una fuga de producto que conlleva graves consecuencias.

Los puntos más críticos son las partes inferiores de las boquillas y puntos de apoyo de los accesorios del tanque.

Figura 41. Perforaciones pasantes.



Fuente: Autor

2.9 Métodos de control de la corrosión en tanques de almacenamiento.

En la actualidad existen diversas formas que ayudan en el control y prevención de la corrosión, su utilización se determinará según las condiciones de cada proyecto.

En lo que a tanques de almacenamiento se refiere, los métodos más usados son:

2.9.1 Protección catódica. Siempre sobre una superficie metálica que está en contacto directo con un agente corrosivo actúan celdas o “pilas galvánicas” debido a heterogeneidades e impurezas propias del metal.

El funcionamiento de este sistema consiste en convertirle en cátodo de una celda galvánica a la superficie del material que está en contacto con el ambiente corrosivo. En el material se presentarán zonas anódicas de las que fluirá corriente hacia el medio electrolítico y zonas catódicas hacia donde la corriente llega desde el medio electrolítico, consiguiendo una reducción en la velocidad de corrosión.

En un sistema de protección catódica la corriente directa es distribuida en toda la superficie del metal, esta cambia el potencial del metal, consiguiendo una disminución en la velocidad de corrosión y manteniendo por más tiempo la vida útil del elemento que está siendo objeto de protección.

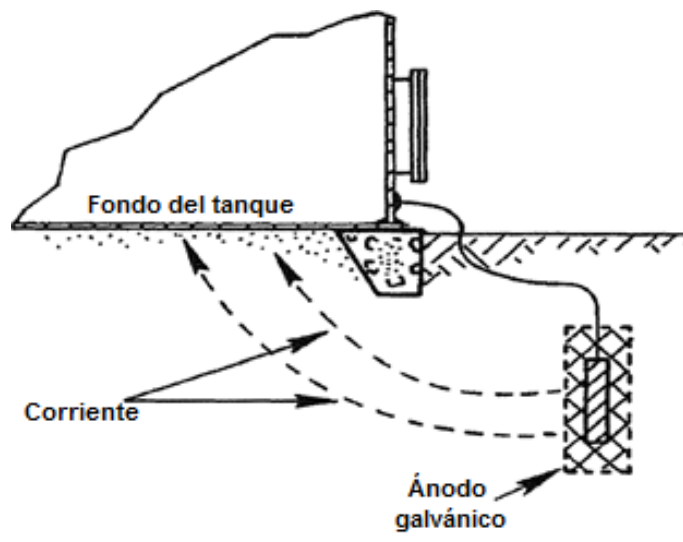
A su vez se tiene dos métodos de utilización de protección catódica, estos son:

- Por ánodos de sacrificio.- Este método tiene como fuente de corriente, la originada por la diferencia de potencial entre el material del ánodo y el material de la estructura a proteger, es decir la celda de corrosión es el producto de la unión de metales disímiles, donde uno de ellos es más activo con respecto al otro.

Generalmente el metal más activo es el que compone al ánodo, éste se corroerá contrarrestando los daños que pueda sufrir el otro metal. La corriente de los ánodos siempre será limitada, por eso son usados donde los requerimientos de corriente son mínimos y en suelos de muy baja resistividad.

Están hechos de Magnesio (Mg), Aluminio(Al), o Zinc (Zn) y su instalación en el suelo es relativamente fácil, pero no es recomendable usarlos en estructuras grandes. (API RP 651, 2014)

Figura 42. Sistema de protección por ánodos de sacrificio.



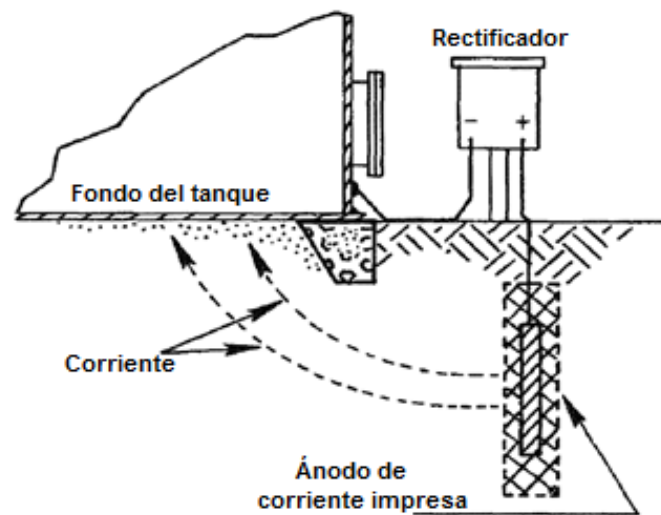
Fuente: (API RP 651, 2014)

- Por corriente impresa.- Este método a diferencia del anterior, posee una fuente de corriente externa que normalmente es un rectificador, instrumento que convierte la corriente alterna a corriente directa, misma que es impresa al metal a proteger por medio de una cama de ánodos enterrada y una fuente de poder.

Los materiales son comúnmente, grafito, hierro fundido con alto contenido de silicio, magnetita, entre otros. Son conectados uno a uno o en grupos a una fuente de corriente directa mediante conductores aislados para realizar la protección de la estructura.

Pueden ser usados en suelos con resistividad alta o baja, y tienen una gran cantidad de corriente de salida, característica que permite proteger estructuras grandes. (API RP 651, 2014)

Figura 43. Sistema de protección por corriente impresa.



Fuente: (API RP 651, 2014)

2.9.2 Inhibidores de corrosión. Este sistema no es más que, el uso de catalizadores de retardo, que producen un retraso en la reacción química que origina la corrosión en todo tipo de estructura metálica en la industria y el grado de afectación del material a proteger sea disminuido.

Se utilizan en pequeñas cantidades debido a que son muy tóxicos y pueden principalmente de dos tipos:

- Inhibidores catódicos.
- Inhibidores anódicos.

2.9.3 Recubrimientos. Los recubrimientos existentes en el mercado se aplican a los metales para de alguna forma reducir o evitar la afectación por la presencia de corrosión.

Los recubrimientos de tipo orgánicos en los que se encuentran las pinturas, lacas, barnices entre otros, son los que más se utilizan en nuestro medio y en especial para tanques de almacenamiento de crudo.

La pintura forma una capa delgada protectora, resistente e indeleble en la superficie para protegerla del agente corrosivo, previo a su aplicación deberá estar totalmente homogenizada y nunca contener sedimentos ni tampoco estar contaminada con cualquier tipo de sustancia extraña. Al aplicar la pintura esta forma una delgada película plástica y adhesiva, su secado se logra con la evaporación de los disolventes.

Figura 44. Tanque con recubrimiento.



Fuente: Autor

Siempre será necesaria la aplicación de dos o más capas superficiales de pintura, para conseguir un sistema de protección eficiente.

El elegir los recubrimientos adecuados a las condiciones que soporta el material que queremos proteger y su correcta aplicación sobre una superficie bien preparada, libre de todo tipo de impurezas y cuerpos extraños, son aspectos de vital importancia para obtener los resultados que se buscan conseguir. (JACOME, 2010)

2.10 Normas aplicables.

Los tanques de almacenamiento de crudo en la industria nacional, se rigen en todas sus etapas como son; diseño, construcción, operación hasta sus reparaciones, por una serie de códigos y normas.

Estas direccionan de manera clara los conceptos que se deben tener presentes para obtener y mantener su integridad mecánica durante su tiempo de funcionamiento.

A continuación se describen dichas normas:

- API 653. Esta norma provee los requerimientos mínimos basados en los conocimientos y experiencias de fabricantes, dueños y operadores de tanques, para mantener la funcionabilidad de los mismos, una vez que se ha iniciado en su operación.

Es así, que en él se trata lo referente a la inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques soldados superficiales para almacenamiento de crudo direccionados a la fundación del tanque, fondo, cuerpo, techo, estructura y accesorios unidos al mismo.

Cubre a los tanques de almacenamiento diseñados y construidos bajo los lineamientos de la norma API 650 “Tanques soldados para almacenamiento de petróleo” y su predecesor API 12C; pero también se lo puede utilizar con tanques construidos bajo otros códigos.

- API 650. Cubre los materiales, el diseño, la fabricación en planta o taller, el montaje de campo, inspección y pruebas de tanques cilíndricos sobre la superficie, con extremo superior abierto o cerrado, pudiendo ser de techo fijo o de techo flotante, en varios tamaños y capacidades, para una presión atmosférica de trabajo, o presiones internas aproximadas a la atmosférica, precisamente de hasta 2.5 psi.

Aplica solo a tanques cuyo piso esté uniformemente soportado sobre la superficie y a tanques en servicios no refrigerados con temperatura de diseño de 93 °C (200 °F) o menos.

2.11 Proceso de soldadura utilizado en la reparación de tanques de techo cónico.

Con el proceso de soldadura seleccionado para la reparación, se desea obtener las mismas condiciones de diseño o incluso mejorarlas, para garantizar una operación segura del tanque. Es así que el proceso más usado en nuestro país, es de soldadura manual por arco con electrodo revestido (SMAW, por sus siglas en inglés).

La norma API 653, indica que para la todo tipo de reparación por soldadura en un tanque de almacenamiento, se debe utilizar los mismos principios de la norma de diseño y construcción, que para estos casos será la API 650.

Debido a esto tanto el diseño de juntas de soldadura como la calificación del procedimiento de soldadura (WPS) y la calificación del soldador (WPQ), se basarán en lo que indique la norma antes mencionada.

2.11.1 Proceso de soldadura manual por arco con electrodo revestido (SMAW). Este es el proceso más conocido y que se usa con frecuencia en la mayoría de labores de la industria petrolera debido a que es el más práctico y versátil de los procesos.

Figura 45. Proceso SMAW usado en el fondo del tanque.



Fuente: Autor

Cuando se trabaje con materiales que posean un esfuerzo mínimo a la tensión de 550 MPa (80000 lbs/pulg²), los consumibles serán de la clasificación E-60XX y E-70XX,

según lo indica AWS 5.1, que es la norma referencial emitida por la entidad AWS, para electrodos revestidos usados para soldar aceros al carbono.

Para el caso de un tanque construido con acero estructural ASTM A-36 que soporta un esfuerzo mínimo a la tensión de 400 MPa (58000 lbs/pulg²), los electrodos correspondientes serán; el E-6010 para el fondeo o pase de raíz y el E-7018 para los pases de relleno y pase de presentación o pase final, su diámetro estará seleccionado en función del espesor de las planchas a soldar.

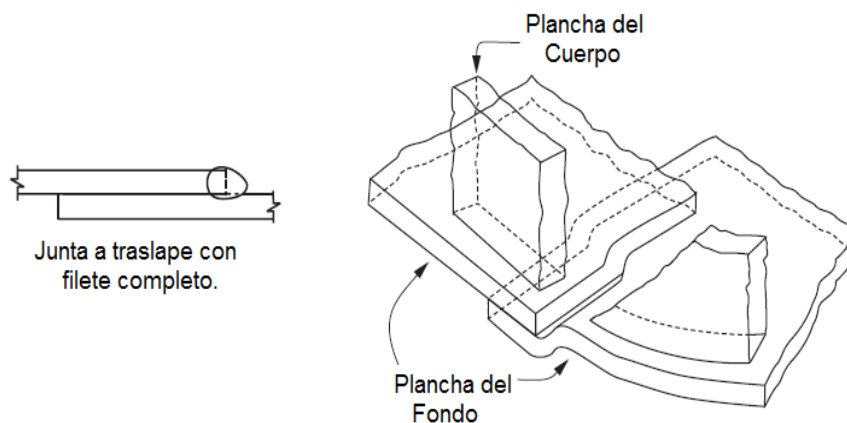
El precalentamiento en este caso no es requerido, debido a que son planchas de 10 mm de espesor máximo, pero si existe humedad excesiva o hubo presencia de lluvia antes del trabajo, se deberá precalentar a una temperatura aproximada de 27 °C.

2.11.2 Tipos de juntas de soldadura. En base a la norma API 650, el diseño de las juntas principales en el tanque son las que se citan a continuación y las que se deberán usar en las respectivas reparaciones de sus componentes.

2.11.2.1 Juntas traslapadas y juntas a tope del fondo. Las planchas deben ser rectangulares, y su traslape mínimo será de 32 mm (1-1/4 pulg) para todas las juntas de filete continuo.

Para el caso de las juntas a tope su bisel puede ser rectangular o en “V”, cumpliendo lo que el procedimiento de soldadura respectivo, indique.

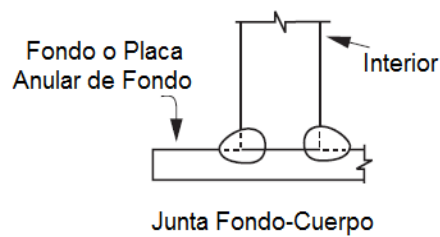
Figura 46. Juntas traslapadas del fondo.



Fuente: (API 650, 2013)

2.11.2.2 *Junta fondo-cuerpo.* Se deberá realizar un cordón continuo, tipo filete a cada lado del cuerpo. La proyección de las planchas del fondo será de mínimo 50 mm (2 pulg), medido desde la raíz del cordón de soldadura. El tamaño de cada filete de soldadura no debe ser mayor a 13 mm (1/2 pulg.), ni menor al espesor de la plancha más delgada que se esté uniendo.

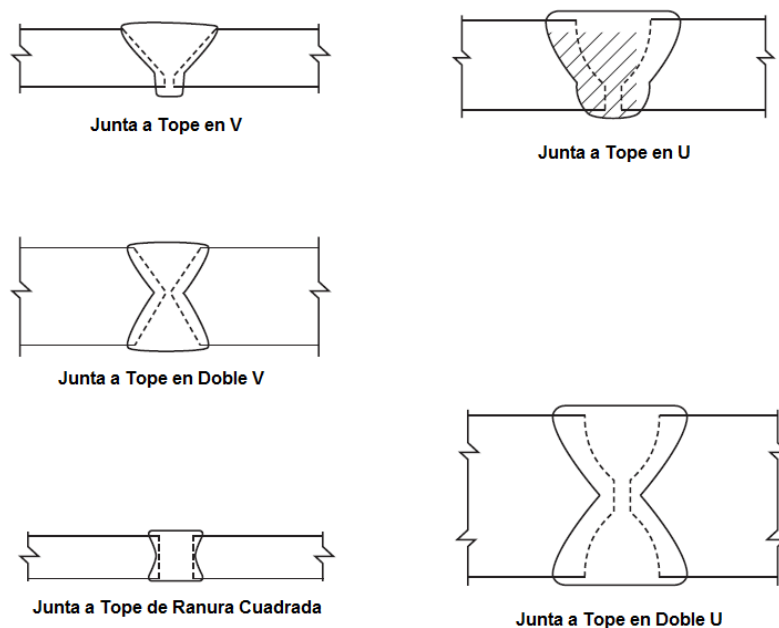
Figura 47. Junta fondo-cuerpo.



Fuente: (API 650, 2013)

2.11.2.3 *Junta vertical del cuerpo.* Deben ser juntas a tope, de penetración y fusión completa, de tal manera que cumplan las exigencias del procedimiento de soldadura usado.

Figura 48. Juntas verticales del cuerpo.



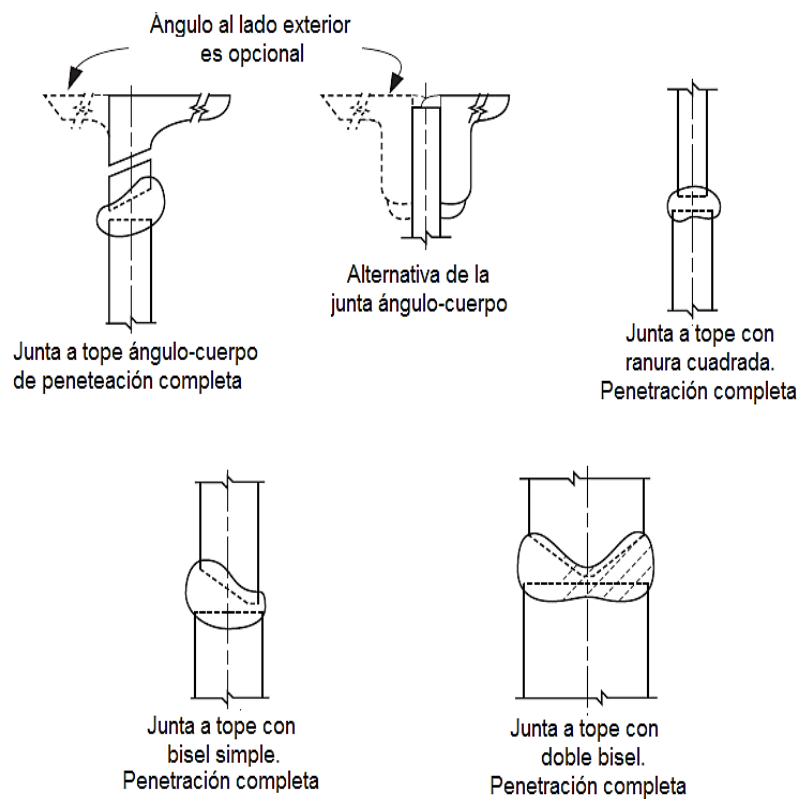
Fuente: (API 650, 2013)

Estos cordones de soldadura no deben ser colineales entre anillos consecutivos, pero si deben mantenerse paralelos entre sí, con una separación mínima de cinco veces (5t), el espesor mayor de las planchas que se estén soldando.

2.11.2.4 *Junta horizontal del cuerpo.* Las juntas horizontales deben ser a tope, con penetración y fusión completa.

Para el caso de la junta entre el ángulo superior y el último anillo, se podrá realizar una junta traslapada soldada por ambos lados.

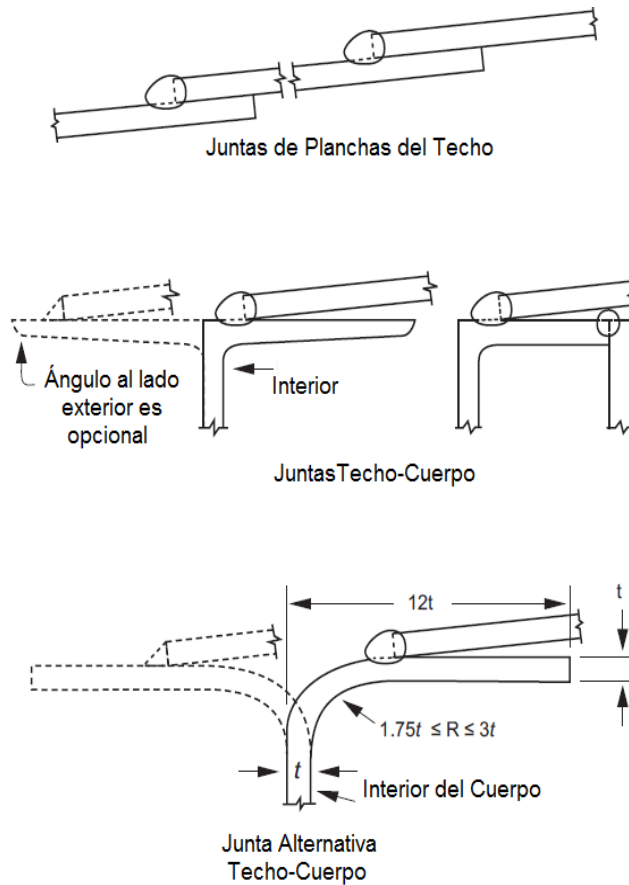
Figura 49. Juntas horizontales del cuerpo.



Fuente: (API 650, 2013)

2.11.2.5 *Juntas del techo.* Las juntas del techo se soldarán en la parte exterior, efectuando un cordón continuo tipo filete. Cuando se va soldar el ángulo superior con las planchas del techo, se lo hará de igual manera.

Figura 50. Juntas del techo.



Fuente: (API 650, 2013)

2.11.3 Calificación de la soldadura. Los reportes de calificación (PQR), de cada procedimiento de soldadura (WPS), desarrollado para los distintos tipos de juntas que se realizarán en la reparación de tanques almacenamiento de techo fijo, al igual que la calificación de la habilidad del soldador (WPQ), serán llevados a cabo en cumplimiento con lo que exige la Norma ASME Sección IX "Calificación de soldadura y soldadura fuerte (Brazing)".

CAPITULO III

3. INSPECCIÓN Y EVALUACIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO

La empresa SOLMAQUITRANS S.A. es una empresa que presta servicios mecánicos, especializados principalmente en diseño y construcción de tanques de almacenamiento de crudo, diseño y construcción de estructuras metálicas y construcción de oleoductos en lo que a ingeniería mecánica se refiere.

Actualmente tiene la necesidad de implementar documentos apegados a normas de calidad para la reparación de tanques de techo cónico, que es el tipo de tanque más utilizado para el almacenamiento de crudo en el oriente ecuatoriano.

Con este documento podrá ofertar servicios de reparación de tanques de techo cónico, todo el trabajo empezará con una inspección correctamente ejecutada, una evaluación de la situación en la que se encuentre el tanque y posteriormente se hará uso del procedimiento de reparación para los distintos tipos de averías que se encuentren.

La inspección se realizará por personal calificado y siguiendo algunos lineamientos que presenta la norma API 653 de inspección de tanques de almacenamiento, de la misma manera con los datos registrados se evaluará y determinará que trabajos de reparación son necesarios para devolver su capacidad de operar sin riesgos de falla.

3.1 Inspección.

3.1.1 Generalidades. Los grandes depósitos de crudo que se emplean en nuestra industria petrolera están reglamentados por normas nacionales e internacionales, para someterse a inspecciones técnicas y mantener la seguridad de operación deseable, misma que es de vital importancia debido al peligro que está latente debido al riesgo de daños ambientales y humanos que son propios del fluido contenido.

Aquí se hace mención a las actividades mínimas y necesarias a realizarse, para desarrollar una inspección del tanque de almacenamiento de tal forma que los datos que se obtengan sean los mandatorios a la hora de hacer la evaluación final del estado

de dicho equipo, en donde se determinará las acciones recomendadas a realizarse con respecto a su mantenimiento y/o reparación.

La acción de detectar oportunamente todo tipo de anomalías y señales de falla, que puedan presentar durante el tiempo de operación del tanque en cualquiera de sus partes y accesorios, será vital para mantener su correcto funcionamiento acorde a los requerimientos por los cuales fue diseñado y construido.

3.1.2 Principales razones de inspección. Muchas vienen a ser las consideraciones que se deben tener en cuenta para realizar todo tipo de inspección, tanto durante el tiempo de funcionamiento; en las partes que sean factibles, como cuando el tanque estará fuera de servicio.

En la sección 6 de la norma API 653 se citan varios factores que deben ser considerados al momento de determinar los intervalos de tiempo en los que se realizarán las inspecciones, pero en nuestra industria los que más se tienen presentes son las siguientes:

- La naturaleza del producto que está almacenado.
- Los resultados de revisiones visuales.
- Corrosión permitida y la velocidad de corrosión.
- Sistemas de prevención de la corrosión.
- Métodos y materiales usados en la fabricación.
- Ubicación de los tanques.
- Riesgos altos de contaminación con aire o agua.
- Cambios en las condiciones o modos de operación.
- Cambios de servicio.

3.1.3 Inspección externa del tanque. Esta inspección está comprendida por dos subtipos de inspección, siendo estas una inspección de rutina que se realiza por el personal técnico y se orienta a las partes principales del tanque, puede realizarse semanalmente o según la planificación de la empresa y una inspección general programada que se hará cada cierto tiempo según el programa de mantenimiento y se enfoca en analizar con mayor énfasis todas las partes del tanque.

Típicamente se realizan mientras el equipo está en funcionamiento y ayudan a obtener información del estado actual del tanque.

Figura 51. Inspección externa.



Fuente: Autor

3.1.3.1 Inspección de rutina. Las condiciones externas un tanque de almacenamiento de crudo necesariamente deben tener una supervisión de manera visual, de forma frecuente y por personal competente y que esté familiarizado con las propiedades del producto almacenado y el proceso de operación de dichos tanques, pero no necesariamente que sean inspectores certificados.

Por ejemplo, las inspecciones visuales de rutina son factibles realizarlas por los operadores o el personal de mantenimiento encargados del equipo como parte de su trabajo.

La finalidad de las inspecciones rutinarias consiste en identificar los puntos críticos que se observan a simple vista, pudiendo ser estos distorsiones en el cuerpo, asentamientos tanto del piso como del techo del tanque, zonas corroídas, desprendimiento de recubrimiento (pintura), entre otros, mismos que deben ser totalmente registrados de manera clara para que se examinen con más detalle por inspectores certificados en futuras inspecciones generales.

El intervalo de ejecución de ésta inspección, debe estar determinado en base a las condiciones y la ubicación del tanque, pero no es recomendable que sobrepase un mes en la operación.

La empresa SOLMAQUITRANS S.A. para realizar una inspección de rutina, lo hará utilizando la lista de verificación que se adjunta en el anexo B.

3.1.3.2 Inspección general programada. Ésta inspección es conocida también como Inspección Formal, para su realización ya requiere de un inspector calificado.

Se realizará una inspección visual de toda la parte externa del tanque de almacenamiento, pero con más énfasis en todas las zonas con anomalías localizadas en las inspecciones rutinarias previas.

Durante el tiempo en que se ejecute la inspección el tanque debe mantenerse aislado, es decir sin realizar descargas del producto almacenado, ni recibirlo.

Figura 52. Inspección Programada.



Fuente: Autor

El intervalo de inspección en este caso se recomienda que sea por lo menos cada 5 años de operación, o en su defecto se determina en base a la fórmula que provee la norma API 653, misma que es la siguiente:

$$t = \frac{RCA}{4N} \quad (1)$$

Donde:

t es el intervalo de tiempo en años.

RCA es la diferencia entre el espesor del cuerpo medido y el espesor mínimo requerido en milésimas de pulgada.

N es la velocidad de corrosión del cuerpo en milésimas de pulgada por año.

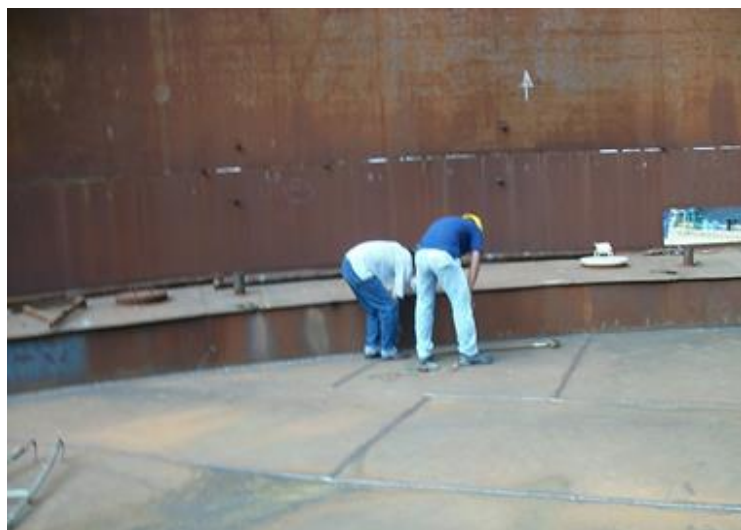
Como complemento de esta inspección y para asegurar el buen estado del tanque, se puede realizar una verificación de la redondez y verticalidad del mismo, siguiendo los lineamientos establecidos por un procedimiento escrito o la norma API 653.

En el anexo C, se presenta la lista de verificación que se requerirá al momento de realizar este tipo de inspección programada.

3.1.4 Inspección interna del tanque. Se realiza cuando el tanque se encuentra fuera de servicio y totalmente libre de todo tipo de residuos contaminantes y gases peligrosos.

Es decir completamente vacío, libre de sedimentos, sin la presencia de gases contaminantes tóxicos y con buena ventilación de modo que se elimine todo riesgo de afectación de la salud del personal de inspección. Es una inspección integra y bien detallada de toda la superficie del tanque como es el fondo, cuerpo, manto y accesorios, tanto interior como exteriormente.

Figura 53. Inspección interna.



Fuente: Autor.

Se pueden usar técnicas que sirven para realizar inspecciones de este tipo pero cuando el tanque aún está operativo, como por ejemplo el ensayo por emisión acústica y el ensayo por flujo magnético para inspeccionar el fondo, esto ayuda a estimar una velocidad de corrosión que se origina en las planchas del fondo.

Los intervalos de la inspección interna se pueden determinar, basándose en los datos de la velocidad de corrosión obtenidos en inspecciones previas o para casos en los que sea la primera ocasión se debe usar estadísticas de un tanque que haya operado en similares condiciones. En la mayoría de los casos, son determinados en base a la menor velocidad de corrosión.

El intervalo de tiempo vigente para la inspección, debe ser dado para garantizar que las planchas del fondo no disminuyan su espesor por debajo de los valores especificados en la norma API 653 antes de la próxima inspección interna, dichos valores son los siguientes:

Tabla 7. Espesor mínimo del fondo del tanque.

Mínimo espesor del fondo para una inspección futura. (pulg)	Diseño del fondo y la fundación del tanque.
0.10	Sin ningún medio de detección o contención de fugas inferiores.
0.05	Con medios que proveen la detección y contención de las fugas inferiores.
0.05	Revestimiento aplicado al fondo, > 0.05 in de espesor, de conformidad con la norma API 652

Fuente: (API 653, 2014)

La intención primordial es evitar que se forme un agujero en el fondo del tanque que desencadenaría una riesgosa fuga de líquido almacenado, esto se convierte en un grave problema ya que las fugas que se originan en el fondo pueden prolongarse por un amplio período de tiempo, incluso aumentar su magnitud antes de que cualquier evidencia visible aparezca fuera del tanque.

El intervalo de inspección inicial es muy necesario para determinar si existe algún tipo de problema imprevisto y para recabar más datos que ayuden a fijar y ajustar los intervalos de las inspecciones siguientes. De acuerdo con la norma API 653, para tanques existentes se debe realizar la inspección interna dentro de los 5 años subsiguientes a la fecha de dicha publicación.

Para tanques nuevos o reconstruidos el intervalo entre la primera inspección interna y la fecha en que el tanque se puso en servicio no deberá exceder los 10 años, a menos que se hayan instalado por ejemplo sistemas de mitigación de la corrosión, sistemas de detección y contención de fugas u otro tipo de seguridades, en esos casos el intervalo variará según las protecciones utilizadas, que se mencionan en el siguiente cuadro:

Tabla 8. Seguridades utilizadas en un tanque.

Seguridades usadas en el fondo del tanque	Añadir al intervalo inicial
Revestimiento reforzado de fibra de vidrio del lado del producto instalado en conformidad con API 652.	5 años
La instalación de un recubrimiento interno de película delgada instalado en conformidad con API 652.	2 años
Sistema de protección catódica entre el suelo y la parte externa del fondo del tanque, instalado, mantenido e inspeccionado según API 651.	5 años
Instalación de una barrera de prevención según API 650	10 años

Fuente: (API 653, 2014)

Para la ejecución de una inspección interna de un tanque de almacenamiento de techo cónico se utilizará la lista de verificación que se incluye en el anexo D.

3.1.4.1 Inspección basada en riesgos. Es una alternativa que se maneja en este campo para determinar rangos de inspección diferentes a los anteriormente mencionados, basándose en condiciones de operación del tanque.

Generalmente permite alargar el tiempo en el intervalo de inspección una vez que se analicen y evalúen condiciones como:

- Barrera de prevención instalada en el fondo del tanque.
- Modos de falla que pueden darse, como fugas en el fondo o fracturas en el cuerpo.
- Ambiente receptor de posibles fugas, como aguas subterráneas, ríos, etc.
- Efectividad del sistema de detección de fugas.
- Costo de la remediación ambiental en caso de ocurrir fugas.
- Impacto en la seguridad y salud pública.

Cuando las velocidades de corrosión de las planchas del fondo no se conocen y no hay ningunas estadísticas disponibles de casos similares, la inspección inicial no debe exceder los 20 años.

3.1.5 Ensayos no destructivos usados en los procedimientos de inspección. En todos los casos de inspección tanto interna como externa del tanque de almacenamiento, se utilizan ensayos no destructivos.

Su finalidad es controlar y verificar la calidad del material inspeccionado, sin afectar su naturaleza, ni su capacidad o aptitud de desempeño futuro. Evitando así que se produzcan daños y catástrofes por falta de revisión y mantenimiento.

Existe un variado grupo de ensayos no destructivos que se utilizan en las tareas de inspección, tanto en la medición de espesores como en la determinación de defectos.

Por su facilidad de manejo, alta confiabilidad y buen desempeño están, el ensayo visual, ensayo por ultrasonido dentro del cual se incluye a la medición de espesores de las planchas de piso, cuerpo y techo, ensayo por radiografía, ensayo por líquidos penetrantes y ensayo por partículas magnéticas.

3.1.5.1 Ensayo visual. La inspección usando el ensayo visual es el primer paso para cualquier tipo de evaluación, ya que para los demás métodos de ensayos no destructivos se debe realizar primero una visualización de toda el área a examinar.

Esta inspección se debe realizar siempre por personal calificado según las normas que exija la empresa.

Figura 54. Inspección visual.



Fuente: Autor

Es el de más sencilla aplicación y que menos recursos necesita. Con esto se puede identificar la presencia de discontinuidades y defectos superficiales, así como todo tipo de irregularidad observable a simple vista.

En este caso de tanques de almacenamiento de crudo, se direcciona a la visualización y búsqueda de zonas que han sufrido un ataque corrosivo considerable o algún tipo de desgastes y que han provocado disminución en los espesores originales del material.

Estos elementos pueden ser las planchas que conforman el cuerpo o el techo del tanque, el anillo base, también se inspecciona visualmente y con ayuda de galgas o calibradores el estado actual de los cordones de soldadura.

Los resultados obtenidos de este ensayo serán de gran importancia para determinar si es necesario la utilización de otros métodos no destructivos.

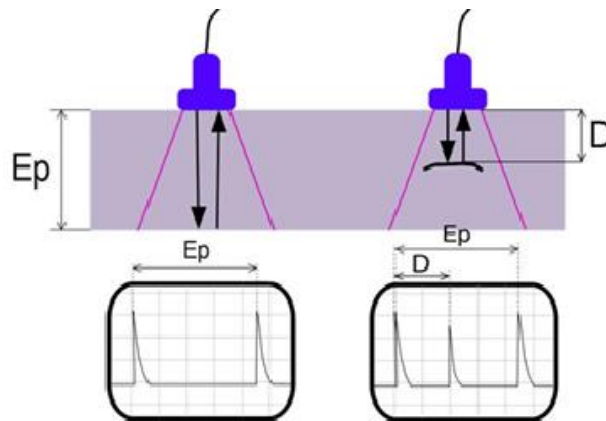
3.1.5.2 Ensayo por ultrasonido. Es un método volumétrico, se considera más versátil y de menor riesgo al compararlo con el ensayo por radiografía.

En los últimos tiempos se ha desarrollado en gran magnitud hasta llegar al punto de sustituir en varias aplicaciones al ensayo radiográfico.

Se usa un cristal piezoeléctrico que transforma la señal eléctrica en vibración o energía mecánica de vibración, el pulso eléctrico se registra como punto de salida del haz, hasta que cruza y regresa por el material.

Al retorno la vibración es convertida a señal eléctrica en la bobina, misma que luego es amplificada y se muestra una señal en la pantalla del equipo.

Figura 55. Ensayo por ultrasonido.



Fuente: (UTP, 2010)

Sus ventajas son:

- Permite inspeccionar elementos de grandes espesores, sin ningún problema.
- Es muy sensible y preciso, ya que puede detectar discontinuidades en el orden de 0.8 a 1 mm.
- Es aplicable a geometrías uniformes.
- Solamente requiere acceso por un solo lado de la superficie del elemento sometido a inspección.
- No perjudica la salud del operador.
- Es muy portable.

Sus desventajas son:

- Tiene dificultades con geometrías irregulares.
- Se necesita de experiencia para interpretar de forma correcta los resultados.
- Los equipos son costosos.

Se utiliza en el campo de la construcción y el mantenimiento de equipos y elementos constituidos por materiales fundidos, materiales forjados o materiales soldados, así también es aplicable a materiales plásticos o materiales compuestos. Con este ensayo se puede detectar discontinuidades y defectos internos del material, defectos de soldadura, así como también se usa para evaluar la corrosión en zonas afectadas.

3.1.5.3 Medición de espesores con ultrasonido. Es una de las mayores aplicaciones del ensayo por ultrasonido, que se usa como herramienta para determinar el estado de la integridad física y pérdida de espesor por la corrosión, en elementos de los equipos.

Para este caso se usa en la inspección de los componentes de los tanques de almacenamiento de crudo, como fondo, cuerpo, techo y otros accesorios.

Este tipo de degradaciones, logran disminuciones del espesor muy críticas que ponen en riesgo la integridad del tanque de almacenamiento, que si no se detectan y corrigen a tiempo, llegan a producir fisuras del material y luego fugas del líquido contenido con afectaciones totalmente negativas y peligrosas ante la salud del ser humano, medio ambiente y de forma económicamente para la empresa.

Se utiliza el principio de pulso-eco, esto indica las medidas obtenidas en el la pantalla del instrumento a través del tiempo de circulación del pulso ultrasónico en la pared del elemento que es sujeto a la medición. La velocidad de las ondas sónicas durante la inspección, dependerá de las propiedades físicas del material, dado que cada material tiene un valor definido.

Estas mediciones cuando se realizan al tanque en servicio, son útiles para calcular la velocidad de corrosión y de esa forma tener una idea clara del estado de la integridad del tanque, que quedará a consideración para futuras inspecciones.

De acuerdo con la norma API 653, estas mediciones se deben realizar a intervalos no mayores a 5 años cuando no se conoce la velocidad de corrosión. En casos que se

conozca la velocidad de corrosión se harán a un intervalo de 15 años o puede ser determinado por:

$$t = \frac{RCA}{2N} \quad (2)$$

Donde:

t es el intervalo de tiempo en años.

RCA diferencia entre el espesor del cuerpo medido y el espesor mínimo requerido en milésimas de pulgada.

N es la velocidad de corrosión del cuerpo en milésimas de pulgada por año.

Figura 56. Medición de espesores con ultrasonido.



Fuente: (LLOGSA, 2013)

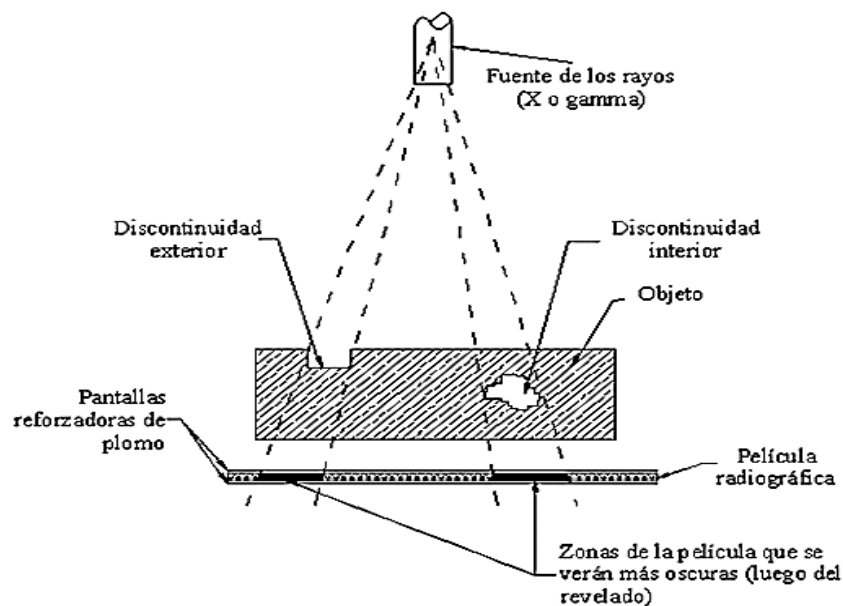
3.1.5.4 Ensayo por radiografía. Es un método volumétrico que utiliza una alta energía ionizante de penetración, generalmente rayos x o rayos γ .

Su resultado es una imagen producida por diferencias de absorción de la radiación por parte del material. Una parte de la energía usada será atenuada por la densidad del

material que se inspecciona. El término densidad implica diferencias de tonalidad en la imagen, es decir una zona oscura significa densidad radiográfica alta mientras que una zona clara significa densidad radiográfica baja.

Las radiaciones ionizantes se transmiten en línea recta y tienen la capacidad de atravesar materiales opacos, éstas sensibilizan las películas radiográficas para formar imágenes debido a la presencia de partículas fotosensibles que generalmente son de bromuro de plata, la película se tornara transparente u opaca, mientras que el bromuro de plata, con la revelación se transformará en plata metálica.

Figura 57. Ensayo por radiografía.



Fuente: (TUJA, 2006)

Sus ventajas más representativas son:

- Este método se puede usar en elementos compuestos por materiales metálicos y no metálicos.
- Los resultados de la inspección que se obtienen son mantenidos de manera permanente.

Sus desventajas son:

- Si no se ejecuta tomando las medidas de seguridad adecuadas, es perjudicial para la salud del quienes lo realizan.

- Si la pieza que se desea inspeccionar tiene una geometría no homogénea, se vuelve difícil su análisis con este método y se deberá analizar con otro tipo de ensayo no destructivo.

Se lo utiliza principalmente para detectar discontinuidades presentes en los cordones de soldadura, que este caso los que unen las chapas del cuerpo.

3.1.5.5 Ensayo por líquidos penetrantes. Es un ensayo que permite detectar discontinuidades que se encuentran abiertas a la superficie, su principio fue el uso de aceite y blanqueador, pero se presentaba un problema debido a la viscosidad del aceite y el contraste que se formaba al momento del análisis no era bueno para identificar la discontinuidad.

Debido a esos problemas en las inspecciones se desarrollaron líquidos con propiedades adecuadas, es decir con densidades bajas que les permitan ingresar fácilmente a las discontinuidades presentes en las zonas inspeccionadas, también tienen una capacidad humectante adecuada para mojar toda la superficie de ensayo y formar una capa continua y uniforme.

La longitud de las discontinuidades puede ser exactamente observable y medible pero la profundidad no, esto impulsa a que los resultados dependerán mucho de personal con experiencia en el ensayo. La correcta limpieza de la superficie a inspeccionar, también juega un papel importante ya que de eso dependerá la detección de todas las discontinuidades existentes.

El desarrollo de este ensayo se lleva a cabo en diferentes etapas, las cuales se especifican a continuación:

- Preparación de la superficie.- La remoción de impurezas y todo tipo de aceites o grasas debe efectuarse.
- Aplicación del líquido penetrante.- Se recomienda aplicar con un spray, formando una capa delgada.
- Remoción del exceso de penetrante.- Después de un cierto tiempo se debe retirar el exceso del líquido.

- Aplicación del revelador.- De la misma manera se recomienda usar spray.
- Evaluación.- Se realiza desde el momento de la aplicación del revelador.

Figura 58. Aplicación de líquidos penetrantes.



Fuente: Autor

Sus ventajas son:

- Es aplicable a todo tipo de material no poroso.
- Se logra ampliar las indicaciones de la discontinuidad existente para su ubicación.
- Es un proceso relativamente sencillo de ejecutar.
- La inspección puede llevarse a cabo en el sitio de trabajo del elemento.
- Tiene bajo costo.

Sus desventajas son:

- Las discontinuidades estarán abiertas a la superficie para que sean detectadas.
- La inspección se complica en materiales rugosos.
- La profundidad de las indicaciones no se puede determinar.

3.1.5.6 Ensayo por partículas magnéticas. Este ensayo se basa en el uso del magnetismo, el objetivo es producir en el material energía ferromagnética que circula en un material cuando éste es homogéneo.

Sirve para detectar discontinuidades superficiales y subsuperficiales donde se producirá un campo de fuga ferromagnética. Es decir que es factible localizar discontinuidades hasta aproximadamente una profundidad de 3 mm dependiendo del espesor del material.

Las etapas básicas de este ensayo son:

- Preparación de la superficie.- Se debe realizar una limpieza adecuada y obtener una superficie sin residuos de grasas, aceites, etc.
- Magnetización.- Se procede a magnetizar el elemento que se va a inspeccionar por la forma más adecuada, dependiendo de sus dimensiones.
- Aplicación del medio de detección.- Se aplica las partículas mediante aspersion o el medio adecuado según la aplicación.
- Interpretación de resultados.- Inmediatamente se puede observar y ubicar las discontinuidades.
- Registro.- Todos los resultados observados durante la realización del ensayo se deben registra y evaluar.
- Limpieza.- Una vez analizada toda la superficie se debe retirar las partículas que todavía estén presentes.
- Desmagnetización.- Dependiendo de las funciones que cumpla el elemento es vital o no, la desmagnetización del mismo.

Figura 59. Ensayo por partículas magnéticas.



Fuente: (END PARA SOLDADURA, 2011)

Sus principales ventajas son:

- Tiene alto grado de sensibilidad para detectar las discontinuidades.
- Los resultados se los puede apreciar inmediatamente.
- Permite detectar discontinuidades subsuperficiales.
- El efecto de contaminación no es muy crítico a comparación con el ensayo de líquidos penetrantes.
- En superficies pintadas si es posible realizar el ensayo, obteniendo resultados óptimos.
- Se puede ensayar piezas de diferente tamaño.

Sus desventajas son:

- Solo se utiliza en materiales ferromagnéticos, en materiales con características diferentes se dificulta.
- La confiabilidad se ve afectada por la geometría de la pieza.

Los resultados que se obtengan de los ensayos que se hayan realizado en la inspección, deberán ser revisados y aprobados por un inspector certificado, ya que los mismos serán la base que guiarán las acciones que se deban realizar en el tanque de almacenamiento.

Todos los ensayos antes mencionados están basados en la norma ASME Sección V “Ensayos No Destructivos”, misma que provee los lineamientos mínimos y necesarios para su correcta ejecución.

3.2 Evaluación del tanque de almacenamiento.

3.2.1 Generalidades. Esta etapa se desarrolla una vez que toda la inspección se ha llevado a cabo, y se ha recabado todos los datos necesarios del estado mecánico del tanque de almacenamiento.

Aquí se analizará si la integridad mecánica actual del tanque es aceptable para la operación que está prevista realizar, además, se determinará si la integridad todavía brinda seguridad y confianza para el próximo período de operación hasta que el tanque nuevamente se ponga a disposición y se lo realice, una inspección completa.

Una evaluación de ingeniería se debe realizarla cuando los resultados de la inspección indican que un cambio se ha producido a partir de la condición física original del tanque. Por lo tanto, significa que los datos de inspección no pueden simplemente ser archivados y olvidados. Los datos de la Inspección deben ser evaluados para confirmar que la integridad mecánica del tanque es aún aceptable para continuar en servicio, bajo las condiciones de diseño previstas.

Existen una gama de factores deben ser considerados cuando se evalúa la idoneidad de un tanque para el servicio que está ofreciendo, entre los más relevantes están los siguientes:

- La corrosión interna o externa. Por ejemplo, en ocasiones se corroen los anillos del cuerpo hasta un punto donde ya no son estructuralmente sólidos, o en el caso del fondo por el mismo motivo, existe un riesgo de que se originen agujeros y por ende pueda producirse fugas del producto almacenado.
- Propiedades del líquido almacenado que afectan severamente las partes del tanque de almacenamiento, tales como su gravedad específica, la corrosividad y la temperatura a la cual debe ser mantenido. Esta consideración se analiza en casos donde se han realizado un cambio en el servicio de tal forma que el nuevo líquido tiene una gravedad específica más alta, o es aún más corrosivo que el líquido para el cual, el tanque de almacenamiento fue diseñado, también se debe tener en cuenta si el líquido está siendo almacenado a una temperatura mayor a 93 °C (200 °F).
- Las cargas externas a las cuales está sometido el techo, como la carga viva, carga de viento, y la carga sísmica. En escasas circunstancias se presenta un deterioro en el tanque, de tal manera que dichas cargas de diseño se deben también considerar en la evaluación de la integridad mecánica.
- El estado de la fundación del tanque y del suelo. Cuando se produce un asentamiento considerable, pueden iniciarse agrietamientos o desprendimientos de material de la fundación.
- Las deformaciones en el cuerpo y techo. Éstas podrían prevenir al inspector que han existido problemas con presiones excesivas internas o externas. Tales

problemas serían causados por tasas de llenado o vaciado más altas que las de diseño o por una inadecuada operación de venteo.

- Los cambios en las condiciones de operación son motivo de un análisis detenido, tales como las tasas del llenado y vaciado, o su frecuencia. Estos cambios requieren en la mayoría de casos que se aumente las capacidades de ventilación.
- Los valores de esfuerzos actuales que soporta, en comparación con los valores permitidos. Muchas veces la corrosión afecta al cuerpo hasta el punto en el cual, sus tensiones son superiores a las tensiones aceptables.

En resumen la idoneidad para el servicio de un tanque de almacenamiento es determinada mediante la evaluación de la condición actual de los componentes estructurales primarios del tanque con respecto a los criterios establecidos en la Sección 4 de la norma API-653. Los componentes estructurales primarios que se evalúan son aquellos que directamente afectan a la capacidad del tanque para almacenar líquido en condiciones seguras de operación.

Estos componentes son los siguientes:

- Techo.
- Cuerpo.
- Fondo.

3.2.2 Evaluación del techo. Los criterios de evaluación para los resultados de la inspección del techo cónico de un tanque de almacenamiento, se concentran en las siguientes puntualizaciones:

- Las láminas del techo que presenten corrosión y su espesor promedio medido durante la inspección, sea menor a un valor de 0.09 pulg (2 mm) en cualquier área igual a 100 pulg², deben ser reparadas o reemplazadas.
- Las láminas del techo que muestren agujeros pasantes deben ser reparados o reemplazados.

Una función muy importante la cumple de igual manera la estructura soportante del techo, conformado por vigas, columnas, bases, etc., que a la vez son muy críticos ya que la velocidad de corrosión es muchas veces igual al doble en relación al resto de elementos, debido a que están en contacto con el producto almacenado, por sus dos lados. Es así que se debe evaluar su integridad estructural y de ser necesario reemplazarlos.

Figura 60.Evaluación del estado del techo.



Fuente: Autor

3.2.3 Evaluación del cuerpo. Este componente es el de mayor superficie del tanque, y por ende una evaluación correcta se realizará teniendo en cuenta lo siguiente:

- Toda distorsión sea esta; falta de redondez, zonas pandeadas o puntos planos deben ser evaluadas para estimar si su situación es aceptable y permite que el tanque continúe en servicio.
- El estado de los cordones de soldadura debe ser evaluado y cualquier deterioro existente, debido a corrosión o picaduras tiene que ser reparado.
- Toda evaluación debe realizarse por un ingeniero con experiencia en diseño de tanques y cada posible caso de falla que se presente debe analizarse por separado para determinar su alcance y así desarrollar procedimientos de reparación.

Figura 61. Evaluación del estado del cuerpo.



Fuente: Autor

3.2.3.1 Cálculo del espesor mínimo para cuerpos de tanques soldados. Existen dos formas de hallar el espesor mínimo aceptable de las paredes del tanque, para que éste continúe en operación, el $t_{\min.}$, calculado no deberá ser nunca menor a 2.5 mm (0.1 pulg) en ninguno de los anillos.

Cabe recalcar que estos métodos se restringen para tanques con diámetros no mayores a 200 pies, las mismas que se detallan a continuación:

- Si se requiere hallar el espesor mínimo para todos los anillos del cuerpo, se usará la siguiente fórmula:

$$t_{min} = \frac{2.6*(H-1)*D*G}{S*E} \quad (3)$$

- Mientras que si se desea hallar el espesor mínimo de una zona de interés específica en cualquier anillo, se deberá usar:

$$t_{min} = \frac{2.6*H*D*G}{S*E} \quad (4)$$

Donde:

$t_{\min.}$ = Espesor mínimo aceptable en pulgadas.

D = Diámetro nominal del tanque en pies (ft).

H = Altura desde el fondo del anillo en consideración hasta el nivel de líquido máximo, cuando se evalúa un anillo entero, en pies,

H= Altura, desde el punto más bajo dentro de cualquier localización de interés hasta el máximo nivel del líquido, en pies (ft).

G = gravedad específica de los contenidos. (Agua si se realiza la prueba hidrostática).

E = eficiencia de junta original para el tanque, usar E = 0.7 si el original es desconocido.

S = esfuerzo máximo permisible en libras por pulgada cuadrada (lb/pulg²). Usar la más pequeña entre 0.8 Y o 0.426 T para el fondo y el segundo anillo, use la más pequeña entre 0.8 Y o 0.472 para los demás anillos.

Y = fuerza de cadencia mínima del acero. En caso de no conocer usar 30000 lb/pulg².

T = es el menor o el esfuerzo mínimo específico de tensión de la placa o 80000 lb/pulg² (usar 55000 lb / pulg²) si no es conocida.

3.2.3.2 Determinación del espesor actual. Cuando se desea determinar el espesor de la pared de cualquier anillo y se observan zonas considerablemente grandes afectadas por corrosión, los valores que se midan deberán ser promediados según lo siguiente:

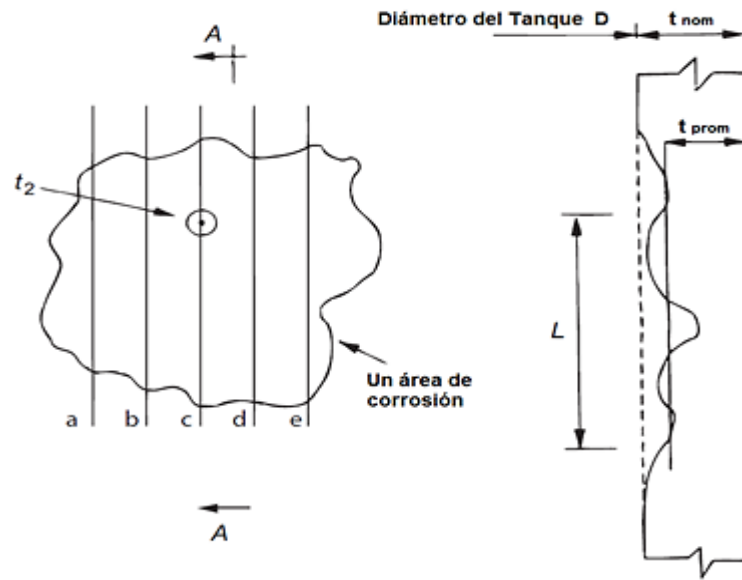
- Marcar planos de inspección sobre el área corroída, donde se identificará el mínimo espesor de toda la zona (t_2).
- Para hallar la longitud crítica con respecto a ese punto se usa:

$$L = 3.7 \sqrt{Dt_2} \quad (5)$$

L no será mayor que 40 pulg.

La longitud actual vertical del área corroída puede exceder a L.

Figura 62. Área con corrosión.



Fuente: (API 653, 2014)

Donde:

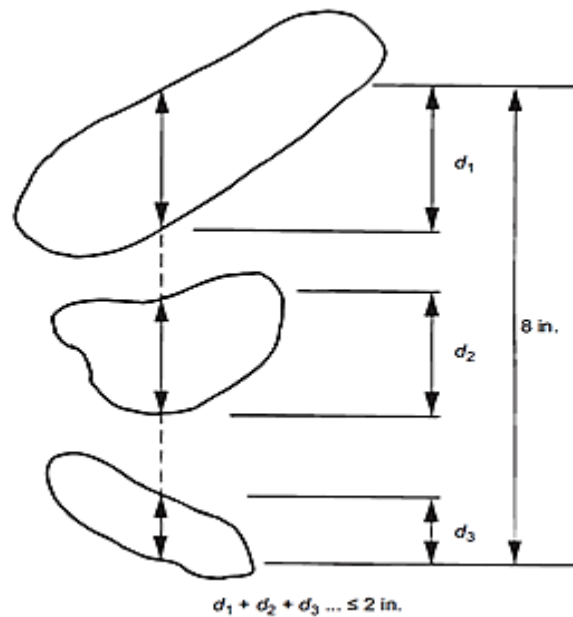
L = máxima longitud vertical, en pulgadas, sobre la cual los esfuerzos son asumidos para promediarlos alrededor de las discontinuidades locales, no debe ser mayor a 40 pulgadas.

D = diámetro del tanque en pies (ft).

t_2 = el mínimo espesor, en pulgadas, en un área de corrosión.

- Las mediciones que se tomen deberán ser hechas a lo largo de la longitud calculada L , en los perfiles antes determinados. Usando al menos 5 medidas sobre la línea L , se promediará el espesor más bajo (t_1).
- Si se tienen zonas con picaduras esparcidas, estas se considerarán aceptables si la profundidad de las mismas es menor que la mitad del espesor mínimo aceptable excluyendo la tolerancia a la corrosión. También pueden ser aceptables, si la suma de las dimensiones a lo largo de una línea vertical, no exceden 2 pulgadas en una longitud total de 8 pulgadas.

Figura 63. Zona con picaduras esparcidas.



Fuente: (API 653, 2014)

3.2.4 Evaluación del fondo. Al igual que los demás componentes se debe evaluar la integridad mecánica del fondo, de manera correcta para evitar fugas del producto almacenado y que no se produzcan daños ambientales ni materiales.

Cada aspecto de la corrosión y otros mecanismos de falla deben ser analizados. Se debe realizar evaluaciones periódicas adicionales a las inspecciones internas establecidas en la frecuencia de mantenimiento.

3.2.4.1 Causas principales de fallas. Existen varias causas que conllevan a la falla del fondo del tanque, las más críticas y frecuentes son:

- Picaduras internas.
- Corrosión de los cordones de soldadura y zonas aledañas.
- Agrietamiento de las juntas soldadas.
- Esfuerzos aplicados en las planchas del fondo debido a cargas de la estructura de soporte del techo o por asentamientos del cuerpo.
- Corrosión del lado exterior del fondo del tanque (entre la fundación y la plancha de fondo).
- Drenaje ineficiente.

- Elementos soldados al fondo (columnas de soporte del techo u otros soportes), sin una tolerancia mínima para su movimiento.

3.2.4.2 Detección de fugas. Si un fondo va a ser reemplazado en su totalidad, debido a que ya no presta la confiabilidad requerida, se debería instalar un sistema de detección de fugas, para que cualquier fuga pueda detectarse fácilmente desde un punto exterior del tanque.

El uso de sistemas de detección de fugas o de monitoreo del fondo (tales como fondos dobles que consisten en otro fondo conformado por planchas debajo del verdadero fondo del tanque o membranas impermeables y tubos de detección de fugas instalados debajo del fondo del tanque) son considerados, si éstos sistemas satisfacen los requerimientos de evaluación periódica entre inspecciones internas, los rangos de evaluación se amplían.

Figura 64. Fuga por el fondo del tanque.



Fuente: Autor

3.2.4.3 Medición del espesor de las láminas. Existen dos métodos muy utilizados en nuestro medio debido a su disponibilidad y efectividad para determinar la corrosión del fondo por el lado exterior.

Estos varían en el alcance y la precisión con la que pueden medir la corrosión general y localizada. La detección de fugas mediante el flujo magnético (MFL) y la medición de

espesores con ultrasonido (UT), son comúnmente utilizadas para confirmar y cuantificar los datos obtenidos en la inspección, mediante los cuales posteriormente se realizará la evaluación respectiva.

Figura 65. Medición de espesor en el fondo.



Fuente: Autor

3.2.4.4 Espesor mínimo para las planchas del fondo. Comúnmente se determina este valor mínimo realizando análisis estadísticos en base a los valores obtenidos en las mediciones con ultrasonido, es así que las siguientes consideraciones son tomadas en cuenta para la evaluación:

- Si el espesor mínimo del fondo medido al final de un período de operación del tanque es menor al valor del espesor mínimo dado en la tabla 9. , éste debe ser reparado, recubierto o el intervalo de la próxima inspección disminuido.
- El espesor mínimo de la zona crítica del tanque podrá ser menor que el espesor original de la plancha (sin incluir la corrosión aceptable), o el 50% del tmín del primer anillo, pero nunca deberá ser menos a 2.5 mm (0.1 pulg).
- El espesor mínimo de la proyección del fondo, no debe ser menor que 2.5 mm (0.1 pulg). La proyección del fondo medido a partir de la raíz del filete del cordón de soldadura fondo-cuerpo hacia afuera debe ser al menos de 10 mm (3/8 pulg).

Tabla 9. Espesor mínimo del fondo.

Espesor mínimo del fondo para la siguiente inspección. (pulg)	Diseño del fondo y fundación
0.10	Diseño del fondo/fundación del tanque sin medios para la detección y contención de una fuga en el fondo.
0.05	Diseño del fondo/fundación del tanque con medios para proporcionar la detección y contención de fugas en el fondo.
0.05	Recubrimiento reforzado aplicado al fondo del tanque, > 0,05 pulg. De espesor, de conformidad con API 652.

Fuente: (API 653, 2014)

3.3 Registro final.

3.3.1 Generalidades. La correcta toma de decisiones del profesional a cargo, para realizar trabajos en el tanque de almacenamiento, están afectados directamente por la calidad del personal que realiza la inspección y por ende por la precisión y lo real de un registro técnico final. No servirá de nada si se realizan un sin número de inspecciones, toma de datos, etc., sino se proporciona un buen registro, con todo lo requerido.

Tanto los registros de inspección como los de evaluación final, forman la base de la planificación de un programa de inspección y mantenimiento. Incluso esto servirá para llevar una trazabilidad eficiente del equipo que estamos operando y reparando. Es recomendable llevar de forma ordenada tres tipos de archivos; registros de construcción, registros de inspección y registros de reparación.

3.3.2 Redacción del registro. Entre los aspectos más notables que deberá contener un registro están:

- Antecedentes.
- Especificaciones del tanque de almacenamiento de techo cónico.
- Normas de referencia con las cuales se evalúo.
- Características del equipo usado para la Inspección.
- Registro fotográfico.
- Esquemas informativos de la localización y extensión de anomalías.
- Análisis y recopilación de datos.
- Descripción clara y completa de todo tipo de fallas presentes.
- Conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO IV

4. PROCEDIMIENTOS DE REPARACIÓN.

Con la elaboración de procedimientos para la reparación de defectos como fisuras en las planchas, cordones de soldadura en mal estado, zonas afectadas por corrosión, etc., que se hallen en los tanques de almacenamiento, se busca obtener un documento normativo que guíe y respalde a la empresa SOLMAQUITRANS S.A., en las acciones a tomarse frente al requerimiento de una reparación de un tanque de almacenamiento de techo cónico y regresar este equipo a condiciones similares a las originales de diseño y operación, luego de un determinado tiempo de que éste, haya estado en funcionamiento.

Para realizar un correcto procedimiento, se debe tener en cuenta varios aspectos, entre los cuales se pueden mencionar; los parámetros en los cuales se basó el diseño del tanque, condiciones de operación a las que está expuesto, el proceso de soldadura idóneo, la disponibilidad de materiales, personal de inspección y mano de obra calificados, entre otros.

El tiempo en que se desarrollaran las actividades de reparación de un tanque es muy importante, ya que representará un tiempo fuera de servicio y por ende costos elevados para la empresa propietaria; es así que dicha reparación se tiene que ejecutar con eficiencia y en el mínimo tiempo.

4.1 Datos de diseño y operación de un tanque de almacenamiento de techo cónico de 20000 barriles.

Las condiciones para las cuales son proyectados los tanques de almacenamiento de crudo en la industria petrolera ecuatoriana, siempre están basados en conseguir una óptima operación y máxima seguridad tanto para el recurso humano como para el material, consiguiendo así el mayor aprovechamiento del capital del ente inversionista y evitando todo tipo de accidente.

Entre los parámetros más relevantes de un tanque de almacenamiento de crudo, de techo fijo, tipo cónico, se tienen valores aproximados a los siguientes:

<i>Producto:</i>	Crudo
<i>Gravedad específica (G):</i>	0.95
<i>Localización:</i>	Región oriental (Ecuador)
<i>Código de diseño:</i>	API 650. Última edición.
<i>Materiales:</i>	
<i>Fondo, cuerpo, techo, estructura.</i>	Acero estructural ASTM A-36.
<i>Presión de diseño:</i>	Presión atmosférica.
<i>Dimensionamiento:</i>	
<i>Diámetro interno (D):</i>	18.5 m (60 pies)
<i>Altura del cuerpo (H):</i>	12 m (40 pies)
<i>Número de anillos:</i>	5
<i>Dimensiones de planchas:</i>	
<i>Ancho:</i>	2.44 m.
<i>Largo:</i>	12 m.
<i>Espesor del anillo 1:</i>	10 mm (3/8 pulg.)
<i>Espesor del anillo 2:</i>	10 mm (3/8 pulg.)
<i>Espesor del anillo 3:</i>	6 mm (1/4 pulg.)
<i>Espesor del anillo 4:</i>	6 mm (1/4 pulg.)
<i>Espesor del anillo 5:</i>	6 mm (1/4 pulg.)
<i>Espesor del fondo:</i>	6 mm (1/4 pulg.)
<i>Espesor del techo:</i>	6 mm (1/4 pulg.)
<i>Corrosión admisible (CA):</i>	1.6 mm (1/16 pulg.)

4.2 Procedimiento de reparación de tanques atmosféricos, de techo cónico.

4.2.1 Codificación.

- SMT – M – 02 – PR – 01

4.2.2 *Objetivo.*

- Establecer requisitos e instrucciones claras y ordenadas de actividades para la reparación de tanques atmosféricos de techo cónico, de almacenamiento de crudo y restituir así, su integridad mecánica para que regrese a funcionamiento.

4.2.3 *Alcance.*

- Este documento será ejecutado por SOLMAQUITRANS S.A., en todos los trabajos de reparación mecánica de anomalías y discontinuidades inaceptables presentes en el cuerpo, fondo y techo del tanque, que afectarán su normal funcionamiento.

4.2.4 *Responsabilidades.*

- Inspector API 653.- Un inspector certificado por API, será el encargado de planificar y dirigir toda actividad necesaria para la reparación de cualquier componente del tanque.
- Ingeniero de control de calidad.- Un ingeniero con experiencia, estará encargado de hacer cumplir responsablemente cada disposición difundida en este documento. También deberá registrar los datos de cada etapa de reparación.
- Ingeniero de SSA.- Sera el responsable de incentivar un trabajo y entorno seguro en cada actividad, y de constatar que el personal esté dotado de material y equipo de protección personal en buenas condiciones.

4.2.5 *Referencias normativas.*

- API 653, Inspección, Reparación, Alteración y Reconstrucción de Tanques. (Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction)
- API 650, Tanques Soldados para Almacenamiento de Petróleo. (Welded Tanks for Oil Storage)
- ASME IX, Calificación de Soldadura y Soldadura Fuerte. (Welding and Brazing Qualifications.)
- ASME V, Ensayos no Destructivos. (No Destructive Testing)
- AWS A3.0, Términos y Definiciones de soldadura. (Standard Welding Terms and Definitions)
- NTE INEN ISO/IEC 17020, Evaluación de la Conformidad.

Los documentos citados son muy necesarios para la aplicación de este procedimiento. Se aplicarán las ediciones en vigencia de cada uno de ellos.

4.2.6 *Definiciones y abreviaturas.*

- Reparación.- Trabajo necesario para mantener o restaurar un tanque a condiciones que garanticen una operación segura.
- Alteración o Modificación.- Todo tipo de trabajo que involucre operaciones de corte y soldadura, y que produzcan cambios en la configuración y dimensiones físicas del tanque.
- Reconstrucción.- Trabajo necesario que busca re-ensamblar un tanque que ha sido desmantelado y ubicado en otro lugar.
- Zona Crítica.- Es un área del fondo correspondiente a 76 mm (3 pulg.) medidos radialmente desde el pie de la junta fondo-cuerpo hacia el centro del tanque.
- Defecto.- Discontinuidad que por naturaleza o por efecto acumulado hace a una parte o elemento, no apto para cumplir al mínimo la aceptación de normas o especificaciones. El término designa rechazo.
- Discontinuidad.- Interrupción de la estructura típica de un material tal como la falta de homogeneidad y sus características físicas. Una discontinuidad no siempre es un defecto.
- Fisura.- Discontinuidad caracterizada por un pico puntiagudo y longitud considerable.
- Socavado.- Una ranura fundida dentro del metal base adyacente al borde de la soldadura o raíz de soldadura y deja sin llenarlo con metal de soldadura.
- Soldabilidad.- La capacidad de un material a ser soldado bajo condiciones de fabricación y ejecutar satisfactoriamente el servicio propuesto.
- Tasa de corrosión.- Pérdida de material en un determinado período de tiempo.
- API: Instituto Americano de Petróleo. (American Petroleum Institute)
- ASME: Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos. (American Society of Mechanical Engineers)
- AWS: Sociedad Americana de Soldadura. (American Welding Society)
- PQR: Calificación de Procedimientos de Soldadura. (Procedure Qualification Records)
- WPS: Especificación del Procedimiento de Soldadura. (Welding Procedure Specification)
- SMAW: Soldadura por Arco Eléctrico con Electrodo Revestido. (Shielded Metal Arc Welding)

- SSPC: Consejo de Pintura para Estructuras de Acero (Por Sus Siglas En Inglés)
- END: Ensayos no Destructivos.

4.2.7 *Procedimiento.*

4.2.7.1 *General.*

- Toda acción de reparación debe ser aprobada por un Inspector autorizado o un Ingeniero con experiencia en diseño de tanques.
- Todas las reparaciones deberán ejecutarse de acuerdo al código de construcción y la norma de referencia para reparaciones.

4.2.7.2 *Reparación de juntas de soldadura defectuosas.*

Figura 66. Soldaduras defectuosas.

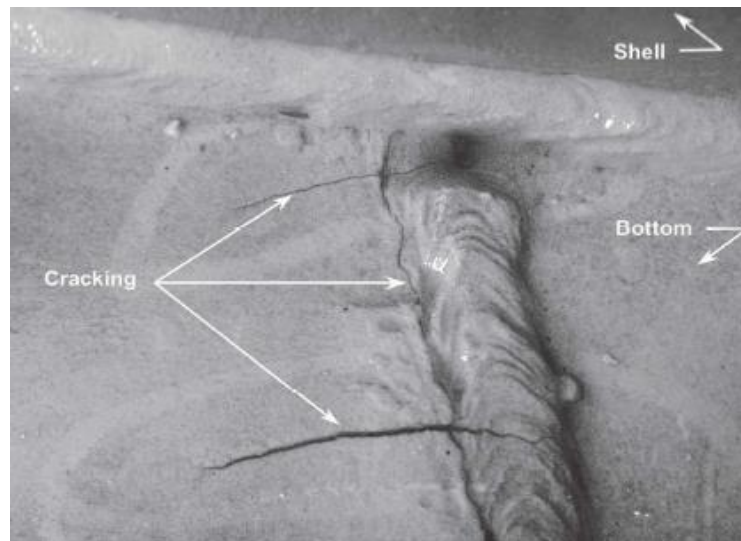


Fuente: Autor

- Las juntas que debido a la corrosión hayan perdido material, las juntas que presenten fisuras, porosidades, faltas de fusión, socavados, inclusiones de escoria y toda discontinuidad no aceptable por el código de referencia deberán ser reparadas.

- Identificar y localizar el defecto a reparar.
- Analizar la sugerencia de reparación indicada en el informe de inspección técnica.
- Realizar una limpieza integral del área afectada y la cual se va a reparar ya que ésta podría estar contaminada de óxidos, grasa, humedad, pintura, polvo o cualquier material extraño.
- Remover mediante el uso de amoladora en su totalidad la discontinuidad detectada.
- Dar un perfil apropiado a la cavidad (biselar la superficie usando amoladora), para realizar el depósito del material de soldadura, evitando que las aristas sean cortantes.
- Controlar el tiempo de esmerilado, para evitar el calentamiento excesivo del metal base.
- Es recomendable el uso de líquidos penetrantes u otro END para verificar la eliminación total del defecto.
- Realizar el primer pase de soldadura conforme a lo que indique el procedimiento (WPS).
- Eliminar con el uso de grata o cepillo metálico toda la escoria producida en el cordón ejecutado e inspeccionar visualmente.
- Continuar los pases restantes hasta conseguir un cordón de soldadura aceptable. Realizar los pases de soldadura conforme el respectivo procedimiento de soldadura (WPS), para evitar deformaciones por exceso de calentamiento.
- Inspeccionar en su totalidad el trabajo realizado mediante END, de acuerdo a la norma de referencia o las exigencias del cliente.

Figura 67. Presencia de grietas en un cordón de soldadura.



Fuente: (API RP 575, 2014)

4.2.7.3 Reparaciones en el cuerpo.

- *Reparación utilizando parches de planchas, soldadas a traslape.*

Figura 68. Parche en el cuerpo del tanque.



Fuente: Autor

- Las áreas indicadas en el informe de inspección que requieren reparación deberán ser identificadas y marcadas.

- Dichas áreas se deberán limpiar de todo tipo de impurezas tales como; grasa, pintura, polvo, etc.
- Las zonas afectadas por la corrosión, zonas con espesores reducidos y soldaduras a tope se pueden reparar con el uso de parches del mismo material de las planchas del cuerpo.
- Las formas que podrá adoptar un parche de reparación según las necesidades pueden ser; rectangular, cuadrada, circular y ovalada. Dependiendo de la forma todas las esquinas se deberán redondear con un radio mínimo de 50 mm (2 pulg.).
- Las medidas máximas que tendrá un parche serán de 1220 mm (48 pulg.) de alto por 1830 mm (72 pulg.) de ancho, mientras que la mínima será de 102 mm (4 pulg.) de lado.
- El espesor del parche no deberá ser mayor al de la plancha adyacente al área de reparación, será máximo de 13 mm (1/2 pulg.) y mínimo de 5 mm (3/16 pulg.)
- Cada parche se deberá conformar de acuerdo al radio del cuerpo.
- El parche puede cubrir cualquier cordón horizontal o vertical, luego de que las sobremontas de éstos hayan sido esmeriladas y se encuentren al ras de la superficie del anillo.
- La longitud mínima de traslape del parche sobre cualquier cordón de soldadura del cuerpo será de 153 mm (6 pulg.).
- Los parches de reparación que se necesiten instalar al interior del tanque deberán estar a mínimo 153 mm (6 pulg.) de la raíz de la junta fondo-cuerpo (zona considerada crítica en el cuerpo).
- La soldadura del parche será de tipo filete continuo en todo su perímetro externo.

- Los parches traslapados se pueden usar para cerrar orificios causados por la remoción de las boquillas del cuerpo, su espesor dependerá del código de construcción y API 653, tomando una eficiencia de 0.7, pueden sobreponerse con un traslape mínimo de 25 mm (1 pulg.) y máximo ocho veces el espesor (8t), del anillo correspondiente.
 - El diámetro mínimo del orificio debe ser 50 mm (2 pulg.) y se soldará con un filete completo en todo el perímetro de la pancha de reparación y de la misma manera en la parte interior del orificio con la lámina del cuerpo.
 - Este método de reparación deberá ser sometido a una inspección y mantenimiento periódico.
 - Para las dimensiones mínimas de posicionamiento de los distintos tipos de parches, revisar el anexo E.
- *Reparación mediante el reemplazo de áreas de las planchas.*

Figura 69. Reemplazo de planchas del cuerpo.



Fuente: Autor

- Identificar el anillo y el área donde se realizará el reemplazo de la plancha.

- La plancha de reemplazo puede adaptarse a la configuración de la zona a cambiar, pudiendo ser ovalada, redonda, cuadrada o rectangular; estas dos últimas formas siempre deberán tener sus aristas redondeadas, excepto en el caso que se reemplace la plancha completa.
- El espesor mínimo de la plancha de reemplazo no será menor al mayor espesor de una plancha adyacente, en el mismo anillo.
- La dimensión mínima a ser reemplazada será la mayor entre 305 mm (12 pulg.) y doce veces el espesor (12t) de la lámina de reemplazo. Nunca deberá ser menor a 305 mm (12 pulg.).
- Es factible reemplazar planchas enteras o segmentos enteros del cuerpo de altura total de la plancha, cortando y resoldando a lo largo de las juntas horizontales existentes.
- Se deben cortar las soldaduras horizontales existentes por lo menos 305 mm (12 pulg.) a partir de la nueva junta vertical.
- Se soldarán las juntas verticales antes que las horizontales. Las juntas de soldadura requeridas para unir dichas planchas serán juntas a tope con penetración y fusión completa.
- Cuando los reemplazos sean menores a 305 mm (12 pulg.), no será necesaria la realización de la prueba hidrostática, mientras que si sobrepasa esa medida, la prueba hidrostática será obligatoria.
- Cuando existan fisuras en el cuerpo, en lugar del parche lo más recomendable es cambiar esa zona del cuerpo. Perforando en los extremos de la fisura para detener su crecimiento y luego cortar la sección y reemplazarla.
- Concluidas las tareas de reemplazo y soldadura, se deberá inspeccionar los cordones realizados mediante radiografía, según el código de construcción.

4.2.7.4 Reparaciones en el fondo.

- *Reparación de áreas del fondo utilizando parches.*

Figura 70. Reparaciones en el fondo.



Fuente: Autor

- Analizar la anomalía presente en la zona a reparar, identificando si se trata de zonas corroídas con espesor disminuido, presencia de defectos como grietas, poros, rasgaduras, etc. Éstas podrán ser reparadas con el uso de parches o por depósito de metal de soldadura.
- Limpiar el área afectada con el uso de solventes adecuados. Siempre un buen procedimiento de limpieza será requerido. Esmerilar la zona y someterla a un END, líquidos penetrantes comúnmente con el objetivo de eliminar el defecto totalmente.
- Rellenar la zona desbastada con material de las mismas características, mediante el proceso de soldadura.
- Eliminar el sobre espesor esmerilando, dejarlo al mismo nivel que el resto de la superficie de la plancha, para ubicar el parche. Toda irregularidad debe ser removida antes de su reparación.
- El espesor de los parches estarán comprendidos entre 13 mm (1/2 pulg) máximo y 5 mm (3/16 pulg) mínimo.
- La dimensión máxima de un parche será de 1220 mm (48 pulg.) por 1830 mm (72 pulg.), si el requerimiento de reparación exige cambiar un área mayor a ésta, lo recomendable es cambiar la plancha completa.

- La dimensión mínima de un parche para el fondo será de 305 mm (12 pulg.), y podrá adoptar formas circulares, ovaladas, cuadradas y rectangulares.
- Se aceptará un parche menor a 305 mm (12 pulg.), solo si no será ubicado sobre un cordón de soldadura, sobre otro parche, y si supera al área defectuosa mínimo por 50 mm (2 pulg.).
- Para el caso de la existencia de abolladuras en el fondo, puede soldarse un parche pero siempre y cuando sea menor a 305 mm (12 pulg.), y de igual espesor que la zona en cuestión o mínimo igual 6 mm (1/4 pulg.).
- Si se va a reemplazar una o más planchas completas, evaluar la zona de la fundación y de existir áreas vacías que provoquen hundimientos del fondo, se deberán tapar con arena, grava, yeso fino o concreto.
- Colocar el parche requerido y soldar un cordón tipo filete por todo el perímetro, luego someter a inspección visual, líquidos penetrantes y prueba de vacío.

Figura 71. Reparación de zonas con espesores reducidos.



Fuente: Autor

- *Reparaciones dentro de la zona crítica.*

Figura 72. Reparación en la zona crítica.



Fuente: Autor

- Teniendo en cuenta los requerimientos anteriores para la preparación de la zona afectada, también se puede hacer reparaciones en la zona crítica del fondo del tanque.
- El espesor del fondo donde se va ubicar un parche deberá ser igual a la mitad de su espesor original pero no menor a 3 mm (1/8 pulg)
- El parche tendrá un espesor máximo de 6 mm (1/4 pulg.) para ésta zona, y se soldará en todo su perímetro con mínimo dos pases, mismos que serán examinados mediante END.
- No será permitido en esta zona; el uso de parches si la temperatura de almacenamiento es mayor a 93 °C (200 °F), soldadura a tope entre parches adyacentes, parche sobre una porción de otro parche.
- Para los detalles del espaciamiento de todo tipo de parches que se pueden utilizar en reparaciones del fondo del tanque de almacenamiento de techo cónico ver anexo F.

4.2.7.5 Reparaciones en el techo cónico.

Figura 73. Retiro de planchas en mal estado.



Fuente: Autor

- Ante la presencia de defectos no se deberá colocar parches en las planchas del techo, la acción a tomar será de reemplazar toda la plancha.
- El espesor de la nueva plancha debe ser 5 mm (3/16 pulg.) como mínimo, al cual se le sumará la tolerancia de corrosión respectiva.
- La estructura de soporte del techo, debe ser reparada o reemplazada, según lo determine la evaluación. Estos elementos sufrirán corrosión agresiva.
- Las uniones se realizarán mediante juntas de tipo filete en su parte superior, que deberán ser valoradas con END.

Figura 74. Cambio de planchas de techo.



Fuente: Autor

4.3 Formato de presentación del procedimiento para su utilización en la empresa.

Todo documento que se usa en trabajos en la industria petrolera debe estar sometido a una revisión y control adecuado, es debido a esto que el presente procedimiento tendrá el siguiente estilo de presentación donde se indicará quien lo revisó, su número de actualización y demás información necesaria que verifiquen su validez y aplicación en dicha labor.

En el encabezado se podrá identificar información básica acerca de la empresa, título del documento, codificación, fecha de la última revisión, entre otras. Este encabezado deberá ubicarse en todas las hojas del procedimiento.

Figura 75. Encabezado del documento.

Logotipo de la empresa	Nombre de la empresa	Código del documento
Departamento de la empresa que controla el documento		
Tipo de documento	Título del documento	Número de revisión
Número de modificación o actualización		Fecha de revisión
		Número de hojas

Fuente: Autor

El pie del documento de preferencia se ubicará solo en la primera hoja y en él se tendrá registro de responsabilidades frente a éste documento, como se indica en la figura siguiente.

Figura 76. Pie del documento.

	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
Nombre			
Cargo			
Fecha			

Fuente: Autor

Para el procedimiento de reparación del tanque de almacenamiento que se presentó, los datos en el encabezado serán los siguientes.

Figura 77. Ejemplo de encabezado.

	SOLMAQUITRANS S.A.	SMT – M – 02 – PR – 01
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA		
Procedimiento	Reparación de tanques atmosféricos de almacenamiento de crudo, de techo cónico.	Revisión N° 1
Modificación N°		Fecha: 2015-04-25
		Hoja 1 de 10

Fuente: Autor

4.4 Codificación del documento.

La codificación se designa de la siguiente manera:

SMT – X – XX – PR – XX

Donde:

SMT = SOLMAQUITRANS S.A.

X = Disciplina o campo ingenieril

Mecánica = M

Civil = C

Eléctrica = E

Administración = A

XX = Tipo de Actividad

Construcción = 01

Reparación = 02

Instalación = 03

Pintura = 04


Otros = 05

PR = Procedimiento

XX = Número de procedimiento.

Por lo tanto el formato completo del procedimiento de reparación se mostrará de la siguiente manera:

Figura 78. Ejemplo del formato de procedimiento.

	SOLMAQUITRANS S.A.		SMT-M-02-PR-01
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA			
Procedimiento	Reparación de tanques atmosféricos de almacenamiento de crudo, de techo cónico.	Revisión N° 1	
Modificación N°		Fecha: 2015-06-12	
Hoja 1 de 10			
<p align="center">REPARACIONES EN EL CUERPO.</p> <p align="center">Reparación utilizando parches de planchas, soldadas a traslape.</p> <p>Las áreas indicadas en el informe de inspección que requieren reparación deberán ser identificadas y marcadas.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Dichas áreas se deberán limpiar de todo tipo de impurezas tales como; grasa, pintura, polvo, etc. - Las zonas afectadas por la corrosión, zonas con espesores reducidos y soldaduras a tope se pueden reparar con el uso de parches del mismo material de las planchas del cuerpo. - Las formas que podrá adoptar un parche de reparación según las necesidades pueden ser; rectangular, cuadrada, circular y ovalada. Dependiendo de la forma todas las esquinas se deberán redondear con un radio mínimo de 50 mm (2 pulg.). 			
	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
Nombre			
Cargo			
Fecha			

Fuente: Autor

Todo lo anterior se lo realizo teniendo como base, criterios de la norma nacional NTE INEN-ISO 9001:2009, que titula “Sistemas de Gestión de la Calidad – Requisitos”, misma que en su cuarta sección específica requisitos generales de la documentación en sistemas de gestión de la calidad de las empresas.

En ella se hace mención a los requisitos básicos que debe tener un manual de la calidad desarrollado por una empresa, y los procedimientos documentados para las diferentes actividades que desarrolle.

4.4.1 *Registros.*

Las actividades que se realicen día a día en el proyecto deberán ser registradas y firmadas por los responsables de mismo, para dar constancia de que se está poniendo en práctica todo lo estipulado en el procedimiento.

Los modelos de registros en todos los casos los emiten las empresas contratantes del servicio, según el sistema de calidad que manejen, en caso de que no se emitan dichos registros de calidad, la empresa SOLMAQUITRANS S.A. hará uso de sus registros para toda actividad.

CAPÍTULO V

5. REVESTIMIENTO EN TANQUES ATMOSFÉRICOS DE TECHO CÓNICO.

Una vez concluidas las tareas de reparación mecánica del fondo, cuerpo y techo del tanque de almacenamiento, se inicia los procesos de limpieza de la superficie y aplicación del revestimiento.

Muchas veces es considerado como un trabajo de acabado en la reparación, pero no deja de ser de vital importancia por todo lo que representa en cuanto a la protección anticorrosiva que brinda a las partes del tanque de almacenamiento y por ende contribuye con el aumento en la vida útil de los materiales.

El procedimiento de limpieza y aplicación de revestimiento (pintura), será aprobado por un Inspector certificado NACE, nivel II o III; en base a los códigos y especificaciones aplicables o requerimientos del cliente.

El personal que ejecuta las tareas de limpieza y preparación de la superficie, como el que aplica el revestimiento, deberá estar calificado en base a las normas respectivas o a especificaciones puntuales del cliente.

5.1 Tipos de revestimientos que se usan en la industria.

Los revestimientos que más a menudo se usan como protección de tanques de almacenamiento son; inorgánicos de zinc y magnesio, epóxicos, poliuretanos, esmaltes acrílicos y entre otros.

El almacenamiento de estos productos se los debe realizar conforme a las hojas técnicas emitidas por el fabricante, las mismas que nos indican las condiciones ambientales óptimas a las cuales se deben almacenar las pinturas.

5.2 Limpieza y preparación de las superficies.

Existen varios métodos de limpieza y preparación de las superficies antes de la aplicación de algún tipo de revestimiento.

Figura 79. Limpieza interior del tanque.



Fuente: Autor

La norma SSPC-SP-5 o NACE #1, relacionada a la Limpieza de la superficie por chorro de arena a metal blanco, que consiste básicamente en producir un impacto a una alta velocidad de partículas abrasivas sobre la superficie que se desea limpiar, se constituye como el método más efectivo para limpiar superficies de acero, ya que aparte de su efectividad para la remoción de óxido también proporciona un perfil de anclaje (rugosidad a la superficie), totalmente apto para una buena adhesión del revestimiento.

Este método abrasivo de limpieza permite remover por completo de la superficie todo tipo de residuos de aceite, grasa, suciedad, óxidos, pintura en mal estado u otro material extraño.

Entre las tareas principales para obtener una limpieza adecuada se puede mencionar las siguientes:

- Limpieza mediante solventes (SSPC-SP-1). Permite remover de la superficie aceite, grasa o petróleo visibles, estos desechos producidos deberán ser desalojados con el uso de un Vacuum.
- Verificar que el área a ser sandblasteada esté libre de grasa, aceite, petróleo y cualquier tipo de contaminante.

- Realizar una limpieza con baños de ácido (SSPC-SP-8), también será necesario. Esta mezcla constará de ácido fosfórico al 10% y agua fresca, es necesario que actúe mínimo 5 minutos en la superficie y su remoción será mediante agua fresca.
- Comprobar que el material abrasivo que se planea utilizar en la limpieza esté libre de contaminantes como sales solubles, cloruros o sulfatos y humedad que dañaran el producto. Para lo cual se realizará la prueba de contaminantes no visibles, esta prueba también se la realiza en el techo –otra en el cuerpo y en el fondo del tanque previa la aplicación del recubrimiento una, será aceptado hasta 10 ppm.
- En general, hay que tener en cuenta la cantidad y granulometría del abrasivo para obtener una rugosidad o perfil de anclaje adecuado.
- La medición del perfil de anclaje o grado de rugosidad de la superficie granallada se deberá realizar hasta que sea aceptable según los requerimientos.
- El perfil de anclaje recomendado es de 2 a 3 mils (milésimas de mm.) o de acuerdo a las hojas técnicas del producto.
- Para la verificación del perfil de anclaje, de la superficie luego de haber sido granallada se determina de forma visual utilizando una lupa y placas comparativas, este método no es muy utilizado debido a que se requiere de amplia experiencia para la interpretación, otro método muy utilizado por su fácil verificación es el de la cinta press off film.
- Se debe utilizar el micrómetro para la medición del perfil de anclaje, en donde se recomienda realizar tres mediciones diarias independientemente del área granallada, de acuerdo a la norma NACE RP 0287.
- Liberar la superficie preparada una vez que el ambiente este sin polvo, para proseguir a la aplicación de pintura, esto lo deberá hacer el inspector de revestimientos.

5.3 Aplicación del revestimiento.

Previa y durante la aplicación del revestimiento se deberá verificar las condiciones ambientales como la temperatura y la humedad relativa del mismo con instrumentos calibrados estas mediciones se las debe de realizar cada hora, o de acuerdo a solicitud del cliente, además se debe de registrar el lote y tipo de revestimiento a aplicar, estos valores deberán ser registradas en los respectivos registros de calidad.

El inspector de revestimiento no permitirá ningún tipo de actividad, si; la humedad relativa del ambiente es mayor a 85%.

Se permite el granallado si la temperatura de sustrato (chapa) se encuentre 3 grados celsius sobre el punto de rocío.

Figura 80. Aplicación de pintura en el techo.



Fuente: Autor

El procedimiento básico que debe cumplir un pintor calificado al momento de aplicar la pintura se detalla a continuación:

- Mezclar los componentes en las proporciones que lo indiquen las especificaciones técnicas del producto (Data sheet del producto).

- Conseguida la mezcla aceptable se procede a la aplicación de la primera capa que será un revestimiento epóxico resistente al agua y a la abrasión, en un espesor de 125 a 150 μm (5 a 6 mils) para el interior y un revestimiento inorgánico de zinc, de 50 a 75 μm (2 a 3 mils) en el exterior del tanque, los espesores aplicados serán de acuerdo a los hojas técnicas del producto, o de acuerdo a solicitud del cliente.
- Para asegurar la buena calidad del revestimiento en esquinas, filos, cordones de soldadura, etc., se aplicará una nueva capa del revestimiento utilizando una brocha.
- Concluida la primera capa de pintura y luego de haber transcurrido el tiempo de curado de acuerdo a las hojas técnicas del producto, se procede con la liberación de espesores, de acuerdo a la norma NACE PA2.

Figura 81. Primera capa de pintura exterior.



Fuente: Autor

- Liberada la primera capa de pintura se procederá a realizar una preparación manual de la superficie mediante la utilización de lija, que puede ser la lija # 120, para la aplicación de la segunda capa de pintura.

- Aplicar la segunda capa de pintura empleando un revestimiento epoxi-fenólico resistente al agua y a la abrasión con un espesor en seco de entre 125 a 150 μm (5 a 6 mils) para el interior y un revestimiento tipo epóxico, de espesor entre 100 a 150 μm (4 a 6 mils.) para la parte externa del tanque de almacenamiento.
- Durante la inspección visual de la aplicación de la pintura en las superficies aplicadas se deberá verificar que estén libre de cualquier defecto visual como; burbujas, chorreado, etc., le corresponderá al Inspector NACE I, esto deberá hacerse en cada capa de pintura.
- Terminadas la aplicación de las dos capas, se deberá medir el espesor en húmedo, estos resultados deben ser registrados.
- El tiempo de curado de la pintura será según lo especificado en la hoja técnica del producto. Una vez transcurrido este tiempo se medirá el espesor en seco, con instrumentos debidamente calibrados, de acuerdo a la norma NACE PA2.
- Para el interior del tanque se aplicarán dos capas de pintura, en cambio para el exterior se usará una tercera y final capa de pintura, según lo requerido por las normas de referencia.

Figura 82. Liberación de la pintura interior.



Fuente: Autor

- Para la liberación final de la aplicación de la pintura del interior del tanque se deberá esperar el tiempo de curado de acuerdo a las hojas técnicas. Para luego realizar la prueba de adherencia de la pintura o prueba de pull off, según la norma ASTM D 4541, la misma debe ser ejecutada y validada por el Inspector NACE II.
- Finalizada y liberada la capa final de pintura, se deberá realizar el ensayo de holiday, de acuerdo a la norma NACE RP 0188, para verificar que no existan zonas sin revestimiento.
- Para la parte exterior se aplicará una tercera capa de pintura en base acrílico-poliuretano, con un espesor aproximado entre 50 a 60.5 μm (2 a 2.5 mils).

Figura 83. Aplicación de la capa final en el exterior.



Fuente: Autor

- Los espesores finales de la pintura aplicada en el interior del tanque deberá estar entre los 381 a 688 μm (15 a 27.5 mils). Y para el exterior entre los 200 a 300 μm (8 a 12 mils).

- Es recomendable elaborar placas testigo que tenga las mismas características de preparación de superficie y aplicación de pintura, con fines de asegurar un procedimiento de calidad en el futuro.
- Finalmente se deberá pintar en el cuerpo del tanque nombres, logotipos, y capacidad para su identificación, según lo requiera el cliente.
- El Ingeniero encargado del control de la calidad deberá registrar todas las actividades realizadas y los datos obtenidos en un dossier de calidad.

Figura 84. Tanque con pintura completa.



Fuente: Autor

Todos los materiales y desechos que se han originado en los trabajos de preparación y pintura deberán ser evacuados siguiendo los lineamientos de seguridad y medio ambiente, para depositarlos en lugares autorizados.

CAPÍTULO VI

6. ENSAYOS Y PRUEBAS EN REPARACIÓN DE TANQUES.

Una vez que se concluyan cada uno de los trabajos de reparación mecánica con los procesos de soldadura, ya sean estos mediante el uso de parches o reemplazos de zonas afectas, se deberá realizar una verificación de la zona reparada, para constatar la calidad y confiabilidad de la actividad ejecutada, que le asegure que la integridad mecánica del tanque se ha recuperado y puede continuar en funcionamiento por un período de tiempo determinado.

Los procedimientos básicos de cada ensayo y prueba que se menciona a continuación, deben estar documentados y disponibles para todo el personal que lo requiera.

6.1 Ensayos no destructivos en juntas soldadas de reparación.

Los ensayos no destructivos volverán a usarse al igual que en la etapa de inspección inicial del tanque. El personal que ejecute el procedimiento debe ser competente y tener su calificación según lo requiere API 650, cualquier suplemento normativo o en base a disposiciones del cliente.

Las técnicas y especificaciones puntuales a usarse en la inspección estarán basados en la norma ASME, Sección V, correspondiente a métodos de ejecución de los ensayos no destructivos. Mientras que el criterio para su evaluación, aceptación y rechazo están indicadas en la norma de construcción sienta esta la norma API 650.

Los ensayos no destructivos más utilizados en campo son; el ensayo visual, los líquidos penetrantes, la radiografía y en pocas ocasiones el ultrasonido.

6.1.1 Ensayo visual. Todas las juntas de reparación se deberán inspeccionar visualmente de forma minuciosa y constante, por parte del examinador a cargo.

Defectos visibles deberán ser rechazados e inmediatamente solucionados, siguiendo las indicaciones del respectivo procedimiento de soldadura.

6.1.2 *Ensayo por líquidos penetrantes.* Después de que el examinador a cargo, haya aprobado el cordón realizado se deberá verificarlo mediante el uso de líquidos penetrantes, usando el respectivo procedimiento escrito.

La técnica que más se usa es la II C que corresponde a los Líquidos Coloreados removibles con Solvente, mientras que en menor proporción la técnica II A que son los Líquidos Coloreados removibles con Agua.

6.1.3 *Ensayo por radiografía.* Este ensayo será requerido para todas reparaciones de juntas a tope que se realicen.

Se considerará que las planchas son del mismo espesor cuando la diferencia entre estas sea menor a 3 mm. No se requiere este ensayo para juntas del techo, juntas del fondo, junta cuerpo-anillo superior o anillo superior-techo, junta fondo-cuerpo, juntas de las boquillas-cuerpo y accesorios del tanque.

6.1.4 *Ensayo por ultrasonido.* El ensayo por ultrasonido se usará en lugar del ensayo por radiografía, dependiendo de los requerimientos del Cliente. Debido a que los dos métodos son volumétricos y la confiabilidad es buena en ambos casos.

6.1.5 *Algunos criterios para Inspección con END de las reparaciones.* Según API 653, para las inspecciones se deberá tener presente los siguientes puntos:

- En reparaciones de defectos en el cordón de soldadura, se deberá inspeccionar visualmente y mediante líquidos penetrantes, las cavidades producto del esmerilado que se realiza para remover dichos defectos.
- Las reparaciones en juntas de soldaduras a tope, se examinará por radiografía o ultrasonido, en toda su longitud.
- En las reparaciones del fondo, tanto las soldaduras nuevas, soldaduras de parches, áreas de planchas restauradas por depósito de metal de soldadura, como los cordones reparados se deberán examinar visualmente, con líquidos penetrantes y radiografía, según sea el caso.
- Las soldaduras de filete reparadas se debe inspeccionar con ensayo visual y líquidos penetrantes.

- En casos de reparaciones mediante implementación de parches dentro de la zona crítica, será necesario inspeccionar visualmente y con líquidos penetrantes tanto el pase de raíz, como el pase final.
- Para las soldaduras de reparaciones que se hayan realizado en el techo, solo será necesario examinarlas visualmente, a menos que el cliente solicite lo contrario.
- Para las juntas verticales así como para las juntas horizontales del cuerpo, se examinará visualmente y por radiografía; las soldaduras entre planchas nuevas de reemplazo, las soldaduras entre planchas nuevas y existentes, y los cordones de soldadura existentes que han sido reparados.
- Las intersecciones entre juntas verticales y horizontales del cuerpo, deberán ser examinadas visualmente y por radiografía; entre estas están las intersecciones entre planchas nuevas, las intersecciones entre planchas nuevas y existentes, y las intersecciones de los cordones de soldadura existentes que han sido reparados.
- Para las reparaciones de áreas en el cuerpo mediante depósito de metal de soldadura, se realizará inspección visual y líquidos penetrantes.

Los criterios de aceptación y rechazo para todo tipo de ensayo no destructivo que se utilice, se deberá evaluar según lo que indica el Código de Construcción API 650, cualquier otro suplemento normativo dado o alguna sugerencia del cliente.

6.2 Prueba de vacío.

Esta prueba se realizará en las juntas de los parches soldados en el fondo y techo, en las juntas reparadas del fondo.

Se hará con una caja de prueba de 150 mm (6 pulg.) de ancho por 750 mm (30 pulg.) de largo y que tenga una ventana transparente en su parte superior. La iluminación debe ser apropiada para la interpretación de los resultados que se presenten. El sello con la superficie del fondo deberá ser totalmente hermético usando los empaques correspondientes.

Figura 85. Prueba de vacío.



Fuente: Autor

La prueba se ejecutará por un lapso de aproximadamente 30 segundos o el tiempo necesario que requiera el inspector para verificar posibles fugas que pudieran existir, la misma se la realiza a una presión de vacío de 3 a 5 psi.

Para la junta fondo-cuerpo se verifica mediante la aplicación de diesel, en la parte externa de la junta, para luego ser inspeccionada por el interior con la aplicación de cal en el área en donde se realizó la soldadura, de no evidenciarse filtraciones de diesel se procederá a limpiar el área para proceder con la soldadura de esta junta.

Figura 86. Verificación de la junta fondo-cuerpo.



Fuente: Autor

6.3 Prueba hidrostática.

Será requerida si se han efectuado trabajos de reparación por soldadura dentro de la zona crítica del fondo o del cuerpo y si se han reemplazado una o más planchas enteras del cuerpo.

Previo el inicio de una prueba hidrostática o estanqueidad, es importante se realice mediciones del asentamiento del tanque, antes, durante y después de finalizado dicha prueba, esas medidas se deberán registrar para la evaluación de la fundación. En caso de presentarse asentamientos, estos afectaran gravemente a la zona crítica del fondo.

El tiempo mínimo de prueba completa es de 24 horas, con una altura de llenado hasta el nivel máximo de diseño, donde se realizará varias mediciones del nivel de llenado del tanque con la ayuda de la cinta de aforo, estas mediciones no deben de variar durante el tiempo que dure la prueba, de existir alguna variación se verificará que todas las bocas y conexiones del tanque se encuentren selladas, además se buscará posibles fallas en las juntas soldadas.

La prueba será aceptada si no se tiene variación en las medidas de aforo y si no se presenta ninguna alteración en la estructura del tanque, esta verificación la realizan empresas certificadas por la SAE (Servicios de Acreditación Ecuatoriana), las mismas deben estar calificadas por la ARCH, para la ejecución y validación de estas pruebas.

No se realizará la prueba hidrostática, cuando la reparación no ha sido completamente verificada por un Inspector calificado o un Ingeniero con vasta experiencia en el campo y éste así lo emita en su informe de trabajo.

CAPÍTULO VII

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

7.1 Conclusiones.

Con la elaboración del procedimiento de reparación de tanques de almacenamiento de crudo de techo cónico, la empresa SOLMAQUITRANS S.A. mejoró su sistema de gestión de calidad con un documento apegado a los requerimientos que establece la norma API 653, con esto dicha empresa aumentó la confiabilidad en trabajos de reparación de tanques.

La corrosión siempre ha sido la causa principal de la mayoría de daños que se presentan en los tanques de almacenamiento de crudo, así mismo están afectados en todo momento por fenómenos naturales que acelerarán su proceso de deterioro. Las partes más susceptibles a sufrir daños son el fondo, el primer y último anillo del cuerpo y el techo cónico, debido a que estarán en contacto con productos altamente corrosivos como agua, sedimentos y gases emanados del producto almacenado.

Los criterios que se consideraron para la elaboración de los procedimientos de reparación mecánica de defectos que se presentan en el tanque de almacenamiento, dependieron de la identificación, localización, inspección y evaluación de los mismos, así como de un registro de todos estos resultados.

La aplicación de revestimientos ayuda a mantener por más tiempo la integridad mecánica de las planchas y estructuras de soporte que están expuestos a corrosión severa.

El tener conocimiento de las normas, códigos y prácticas recomendadas que se manejan en la industria, permitieron coordinar acciones eficientes ante las dificultades que se presentan al momento de reparar un tanque de almacenamiento de techo cónico.

7.2 Recomendaciones.

Realizar las inspecciones programadas al tanque de almacenamiento de crudo, con esto se mejorará los indicadores de su estado mecánico y como está siendo afectado por los diferentes medios de desgaste y afectación presentes en su entorno.

Si no se tiene información del tanque a reparar, basarse en tanques similares o registros de trabajos parecidos a los que se pretende ejecutar.

Seguir responsablemente los procedimientos escritos de los END y demás pruebas, para así garantizar resultados reales y confiables para una mejor perspectiva de las decisiones que se van a tomar con respecto a la reparación del tanque.

Registrar diariamente las novedades y resultados de todas las actividades que se realicen durante todo el proceso de reparación del tanque de techo cónico.

Verificar que el personal que desarrolla las tareas de soldadura, preparación de la superficie, aplicación de pintura y END posea sus certificaciones actualizadas.

Preguntar y aceptar los criterios de personal especializado en los demás sistemas del tanque que podrían verse involucrados y afectados en las tareas de reparación mecánica que se realizarán con estos procedimientos.

Asegurar un ambiente de trabajo libre de gases y sustancias tóxicas e inflamables antes de iniciar cualquier actividad de reparación, así como la dotación de maquinaria en buen estado y equipo de protección personal (EPP), a todo el personal que va participar del proyecto.

Incentivar y mejorar el manejo de normas y códigos nacionales e internacionales en la Escuela de Ingeniería Mecánica, con la realización de seminarios y programas de capacitación, debido a que toda actividad industrial a la cual nos vinculamos en la vida profesional se basa en el uso de éstas.

BIBLIOGRAFÍA.

ALMACENAMIENTO, TANQUES DE. 2007. Tanques enterrados de almacenamiento petrolífero. [En línea] 19 de Marzo de 2007. [Citado el: 13 de Noviembre de 2014.] <http://petroleum-storage-tank.blogspot.com/>.

API 650, Instituto americano del petróleo. 2013. *TANQUES SOLDADOS PARA ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO.* Washington : API, 2013.

API 653, American Petroleum Institute. 2014. *INSPECCIÓN, REPARACIÓN, ALTERACIÓN Y RECONSTRUCCIÓN DE TANQUES.* Washington : API, 2014.

API RP 575, Instituto Americano del Petróleo. 2014. *INSPECCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO ATMOSFÉRICOS.* Washington : API, 2014.

API RP 651, Instituto Americano de Petróleo. 2014. *PROTECCIÓN CATÓDICA PARA TANQUES SUPERFICIALES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO.* Washington : American Petroleum Institute, 2014.

CABEZAS, Roberto y NUÑEZ, Wilson. 2011. *DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN TANQUE DE TECHO FIJO PARA ALMACENAR PETROLEO DE 3.000 BLS DE CAPACIDAD EN LA PLATAFORMA DEL POZO SACHA 192, UBICADA EN LA PROVINCIA DE ORELLANA, TESIS.* Quito : Universidad Politécnica Salesiana, 2011.

CAJAS, Luis y Paúl, MUGLISA. 2007. *ELABORACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA CERTIFICACIÓN DE TANQUES ATMOSFÉRICOS PARA ALMACENAMIENTO DE CRUDO. TESIS.* Quito : Escuela Politécnica Nacional, 2007.

CHAGOYEN, César. 2011. SCIELO. [En línea] 19 de Julio de 2011. [Citado el: 20 de Abril de 2015.]

DE LA CADENA, César. 2012. *DISEÑO DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO TIPO TECHO FLOTANTE DE 100.000 BARRILES DE CAPACIDAD PARA LA EMPRESA TESCA, TESIS.* Quito : Escuela Politécnica Nacional, 2012.

END PARA SOLDADURA. 2011. MÉTODOS SUPERFICIALES. [En línea] Agosto de 2011. [Citado el: 25 de Abril de 2015.] <http://endcoatza.blogspot.com/p/metodos-superficiales.html>.

JACOME, Carolina. 2010. *Descripción del sistema de limpieza de un tanque de almacenamiento, mediante granalla mineral.* Quito : Universidad Tecnológica Equinoccial, 2010.

JIBAJA, Fernando. 2006. *ESTUDIO PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO TESIS.* Quito : Universidad Tecnológica Equinoccial, 2006.

JIMENEZ, Carlos A. 2012. DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE 20000 BLS DE CAPACIDAD. TESIS. [En línea] Enero de 2012. [Citado el: 28 de Diciembre de 2014.] <http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/33072/1/jimenezantoniocarlos.pdf>.

LA PRIMERA. 2013. PRIMERAS PRUEBAS EN LA PLANTA DE ALMACENAMIENTO DE GAS EN MONTEVERDE. [En línea] 1 de Mayo de 2013. [Citado el: 14 de Noviembre de 2014.] <http://www.periodicolaprimer.com/2013/05/primeras-pruebas-en-la-planta-de.html>.

LLOGSA. 2013. Medidor de espesores. [En línea] LLOG S.A., 2013. [Citado el: 21 de Enero de 2015.] <http://www.llogsa.mx/dmsgo#>.

MATEUS, Mario y VIVAS, David. 2007. *MANTENIMIENTO DE TANQUES HODROTÁTICOS DE TECHO FIJO PARA LA INDUSTRIA PETROLERA. TESIS.* Quito : Escuela Politécnica Nacional, 2007.

MERCADOENERGÍA. 2012. Hidrocarburos- Informe negativo sobre mercado laboral en EEUU. [En línea] Julio de 2012. [Citado el: 11 de Noviembre de 2014.] <http://mercadoenergia.com/mercado/informe-negativo-sobre-mercado-laboral-en-eeuu-baja-a-us-84-45-el-precio-del-crudo/>.

NÚÑEZ, José y HIDALGO, Luis. 2010. *DESARROLLAR E IMPLEMENTAR UN PROGRAMA COMPUTACIONAL DE INGENIERÍA PARA LA CALIBRACIÓN DE TANQUES VOLUMÉTRICOS TESIS.* Sangolquí : Escuela Politécnica del Ejército, 2010.

PETROAMAZONAS EP. 2015. PETROAMAZONAS EP. [En línea] 25 de Febrero de 2015. [Citado el: 30 de Marzo de 2015.] <http://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/03/INFORME-PAM-2014-para-web.pdf>.

PETROAMAZONAS EP. 2014. PETROAMAZONAS EP. [En línea] 15 de Julio de 2014. [Citado el: 20 de Noviembre de 2014.] <http://www.petroamazonas.gob.ec/>.

PETROECUADOR EP. 2013. El petróleo en el Ecuador la nueva era petrolera. [En línea] 20 de Junio de 2013. [Citado el: 15 de Diciembre de 2014.] <http://www.eppetroecuador.ec/idc/groups/public/documents/archivo/001138.pdf>.

PHIONE, Limited. 2014. PHIONE, Limited. Especialistas en Acero. [En línea] 2014. [Citado el: 20 de Abril de 2015.] <http://www.spanish.phione.co.uk/products/general-structure-and-welding-steel/astm-structural-steel/astm-a-285>.

SERRATOS M, Benjamín. 2009. *Curso elemental de diseño de tuberías industriales*. México : s.n., 2009. Volumen 2.

SMITH, Willam. 2006. *FUNDAMENTOS DE LA CIENCIA E INGENIERIA DE LOS MATERIALES*. México : Mc Graw Hill, 2006.

TORRES, Katerine y ZULUAGA, Tatiana. 2009. Biorremediación de suelos contaminados por hidrocarburos. [En línea] Universidad Nacional de Colombia, 2009. [Citado el: 20 de Julio de 2014.] http://tic.uis.edu.co/lms/publicfile.php/306/moddata/billboard/401/5711/bioremediacion_u._medellin.pdf.

TUJA, Esteban. 2006. RADIOGRAFÍA INDUSTRIAL. [En línea] Mayo de 2006. [Citado el: 25 de Abril de 2015.] http://www.aero.ing.unlp.edu.ar/catedras/archivos/RAYOS%20X_2006.PDF.

UTP, Universidad Tecnológica de Pereira. 2010. METALOGRAFÍA, ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS. [En línea] 05 de Noviembre de 2010. [Citado el: 20 de Enero de 2015.] <http://blog.utp.edu.co/metalografia/2010/11/05/ensayos-no-destructivos/>.

WIKIPEDIA. 2010. Tanque de almacenamiento. [En línea] 14 de Julio de 2010. [Citado el: 7 de Marzo de 2015.] http://es.wikipedia.org/wiki/Tanque_de_almacenamiento.

